VERSORGUNGSSICHERHEIT STROM

Bericht

Stand und Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität

September 2025

Bundesnetzagentur

Bericht zu Stand und Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität

Stand: September 2025

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen**

Referat 626

Tulpenfeld 4
53113 Bonn
Tel.: +49 228 14-0
Fax: +49 228 14-8872
E-Mail: info@bnetza.de

Vorwort

Dieser Tage wird viel darüber diskutiert, ob die Versorgungssicherheit mit Elektrizität dauerhaft gewährleistet bleibt, wenn die Energieversorgung in Deutschland in der Zukunft vollständig CO2-neutral erfolgt. Klar ist, dass der hierzu notwendige Umbau unseres Elektrizitätsversorgungssystems eine enorme Herausforderung darstellt, insbesondere aufgrund der angestrebten Elektrifizierung des Individual- und Güterverkehrs sowie der Wärmebereitstellung.

Der vorliegende Bericht zum Stand und zur Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Elektrizitätsversorgung widmet sich der Frage, was in den kommenden Jahren und Jahrzehnten getan werden muss, damit die Versorgungssicherheit auch in einem CO2-neutralen Elektrizitätsversorgungssystem gewährleistet bleibt.

Mit Blick auf Strommarkt und Stromnetz wird gemäß den rechtlichen Vorgaben die Frage geklärt, wie sich die Versorgungssicherheit mit Elektrizität in Zukunft darstellen wird, wenn die Ziele und Pläne der Bundesregierung und Europäischen Union etwa hinsichtlich des Ausbaus der Erneuerbaren Energien, des Ausbaus bzw. der Erschließung von Flexibilitäten, sowie der Stromnetze erfüllt werden. Der Zeitraum der vorliegenden Untersuchung erstreckt sich bis zum Ende des Jahres 2035.

Zusätzlich beantwortet der Bericht die Frage, welche Auswirkungen es auf die Versorgungssicherheit hat, wenn die gesetzlichen und politischen Zielvorgaben nicht rechtzeitig umgesetzt werden. Was folgt aus Verzögerungen insbesondere mit Blick auf die Ausbauziele für Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen sowie bezüglich des Ausbaus bzw. der Erschließung von Flexibilitätspotentialen privater und gewerblicher Verbraucher, die ihren Strombezug zeitlich flexibel gestalten können, wie etwa Besitzer von Elektroautos, oder Betreiber von Elektrolyseuren oder Batteriespeichern?

Im letzten Bericht zur Versorgungssicherheit aus dem Jahr 2022 hat die Bundesnetzagentur bereits angemahnt, dass Investitionen in neue Kraftwerkskapazitäten erfolgen müssen, damit die Versorgungssicherheit auch in der näheren Zukunft gewährleistet bleibt. Diese Handlungsempfehlung hat die letzte Bundesregierung aufgegriffen und in der Folge eine Kraftwerksstrategie veröffentlicht, deren wichtigster Bestandteil ist, Investitionen in neue Kraftwerkskapazitäten anzureizen, die auch technisch in der Lage sind, zu einem späteren Zeitpunkt Wasserstoff als Brennstoff zu verwenden. Das hieran anschließende Gesetzgebungsvorhaben für ein Kraftwerksicherungsgesetz, mit dem die Kraftwerksstrategie umgesetzt werden soll, konnte in der vergangenen Legislaturperiode nicht mehr abgeschlossen werden. Da die Zeit drängt, müssen in der kürzlich begonnenen Legislaturperiode möglichst rasch gesetzliche Rahmenbedingungen geschaffen werden. Die Untersuchung zeigt nämlich zudem, dass ein über den im bislang beabsichtigten Kraftwerkssicherungsgesetz vorgesehenen Kraftwerksausbau hinausgehender zusätzlicher Bedarf an Kraftwerkskapazitäten notwendig ist.

Aus dem vorliegenden Bericht lässt sich darüber hinaus die Schlussfolgerung ziehen, dass die Arbeit an der Entwicklung eines Kapazitätsmechanismus fortgesetzt werden muss. Es muss nämlich davon ausgegangen werden, dass ohne einen Kapazitätsmechanismus zu wenige Investitionen in diese zusätzlichen Kraftwerke erfolgen werden. Um diese Investitionen sicherzustellen bedarf es daher eines Kapazitätsmechanismus.

Das Monitoring der Versorgungssicherheit führt die Bundesnetzagentur fortlaufend durch. Der zugehörige Bericht wird alle zwei Jahre verfasst und durch die Bundesregierung veröffentlicht.

Klaus Müller

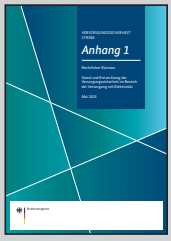
Navigationsseite

Der Bericht mit seinen Anhängen

Der vorliegende Bericht ist in ein Hauptdokument und sieben Anhänge unterteilt. Das Hauptdokument gibt einen Überblick über die wesentlichen Annahmen, die gewählte Methodik und die Hauptergebnisse des Versorgungssicherheitsmonitorings. In den Anhängen werden einzelne Aspekte im Detail dargestellt.

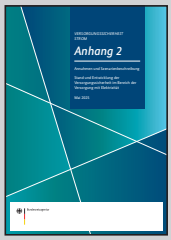
Hauptdokument

Bericht zu Stand und Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität



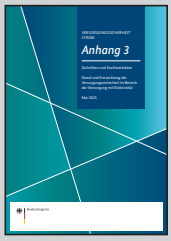
Anhang 1

Rechtlicher Rahmen



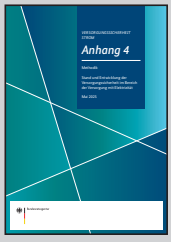
Anhang 2

Annahmen und Szenarienbeschreibung



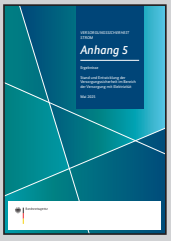
Anhang 3

Zeitreihen und Kraftwerksliste (Methodischer Bericht der FfE)



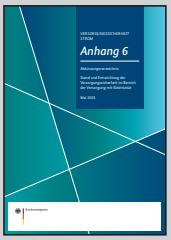
Anhang 4

Methodik



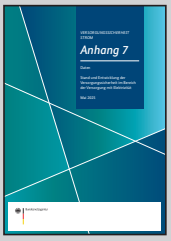
Anhang 5

Ergebnisse



Anhang 6

Abkürzungsverzeichnis



Anhang 7

Daten (Excel-Tabelle)

Inhaltsverzeichnis

Vorwort ... **3**

„Navigationsseite“ - Der Bericht mit seinen Anhängen ... **5**

Inhaltsverzeichnis ... **6**

A Zusammenfassung ... **7**

B Hintergrund ... **12**

1. Struktur des Berichts ... 12
2. Einordnung Versorgungssicherheit ... 12
3. Rechtsgrundlagen ... 16
4. Begriffsbestimmungen für den Bericht ... 16

C Untersuchungsgegenstände, Annahmen und Methodik ... **18**

1. Annahmen ... 18
2. Szenarien und Sensitivitäten ... 25
3. Methodik ... 30

D Zentrale Ergebnisse des Zielszenarios ... **34**

1. Ergebnisse zur marktseitigen Versorgungssicherheit ... 34
2. Ergebnisse zur netzseitigen Versorgungssicherheit ... 52
3. Ergebniseinordnung ... 55

E Zentrale Ergebnisse des Szenarios mit verzögerter Energiewende ... **57**

1. Ergebnisse zur marktseitigen Versorgungssicherheit ... 57
2. Ergebniseinordnung ... 70

F Ausblick ... **72**

VERZEICHNISSE ... **73**

Abbildungsverzeichnis ... **74**

Tabellenverzeichnis ... **76**

Impressum ... **77**

A Zusammenfassung

Die Bundesnetzagentur legt mit diesem Monitoring der Versorgungssicherheit mit Elektrizität den Bericht nach §§ 51 Abs. 3, 63 Abs. 2 Nr. 2 EnWG vor. Der Bericht knüpft an die vorangegangenen Berichte des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie und der Bundesnetzagentur an.

Der vorliegende Bericht basiert zum einen auf den Zielen der Bundesregierung zur Klimaneutralität und der Transformation des Energiesystems und den daraus abgeleiteten gesetzlichen Vorgaben. An deren Realisierung arbeiten die Bundesregierung und beteiligte Akteure, wie die Genehmigungsbehörden oder die Netzbetreiber, mit Hochdruck. Um die Implikationen dieser Ziele auf das Stromsystem und seiner Versorgungssicherheit zu überprüfen, hat die Bundesnetzagentur zum einen ein Zielszenario gerechnet, das die bekannten gesetzlichen und politischen Ziele abbildet. Um Entwicklungen abseits des Zielerreichungsszenarios betrachten zu können, wurde zum anderen ein Szenario gerechnet, in welchem die Auswirkungen verschiedener möglicher Verzögerungen in der Zielerreichung untersucht werden.

Der vorliegende Bericht analysiert die Entwicklung bis zum Jahr 2035 und betrachtet damit bewusst und im Einklang mit den gesetzlichen Anforderungen vor allem eine langfristige Perspektive, um rechtzeitige Handlungsempfehlungen und ihre Umsetzung zu ermöglichen.

Im vorliegenden Bericht zum Stand und zur Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität (Versorgungssicherheitsbericht Strom) kommt die Bundesnetzagentur zu dem Ergebnis, dass **die Versorgungssicherheit mit Elektrizität in Deutschland in den gewählten Szenarien gewährleistet werden kann, wenn zusätzliche steuerbare Kapazitäten von bis zu 22,4 GW (Zielszenario) bzw. bis zu 35,5 GW (Szenario "Verzögerte Energiewende") bis zum Jahr 2035 errichtet werden[1]. Dabei tragen insbesondere im Zielszenario eine voranschreitende Flexibilisierung und das Erreichen der Ziele beim Ausbau von Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen und beim Netzausbau dazu bei, den Bedarf zu begrenzen. Der Vergleich der zwei Szenarien zeigt, dass insbesondere eine ausbleibende Flexibilisierung den Bedarf an zusätzlichen steuerbaren Kapazitäten wie Kraftwerken weiter erhöhen kann, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.**

Der Bericht stellt in seinen einzelnen Kapiteln die zugrundeliegenden Annahmen, die Methodik und die Ergebnisse des dazugehörenden fortlaufenden Monitorings der Versorgungssicherheit dar und zieht daraus die gebotenen Schlussfolgerungen.

Die Modellergebnisse des Zielszenarios zeigen, dass die Versorgungssicherheit am Strommarkt unter den getroffenen Annahmen nur gewährleistet werden kann, wenn die gesetzten Ausbauziele fristgerecht erreicht werden. Dies gilt insbesondere dann, wenn der notwendige Kraftwerkszubau erfolgt und die Möglichkeiten zur Flexibilisierung des Stromverbrauchs deutlich erweitert werden. Bei diesen Flexibilitäten handelt es sich u.a. um preissensitive Verbraucher (Nachfrageflexibilitäten), die in der Lage sind, ihren Elektrizitätsbedarf bzw.

[1] Dies sind Bruttowerte, d.h. die Werte für Zubau an Kapazität vor Berücksichtigung von Stilllegungen, die aus der Modellrechnung resultieren. Im Bericht werden ebenfalls die Nettowerte, d.h. die Werte für Zu- und Rückbauten und deren Differenz, ausgewiesen. Diese liegen für 2035 in einer Spanne von 12,5 bis 25,6 GW.

ihre Nachfrage zeitlich zu steuern. Hierzu gehören vor allem neue Verbraucher wie Elektroautos, Wärmepumpen oder auch Elektrolyseure, die ihren Strombezug preisabhängig anpassen können. Dies schließt zudem Industrieunternehmen ein, die sich bei Wahrung ihrer Produktionsprozesse und ökonomischen Randbedingungen preislich am Markt optimieren und damit auf die Knappheitssignale der Stromhandelsmärkte reagieren. Daneben gehören auch Speicher dazu, die durch ihre Flexibilität am Strommarkt optimieren und in Knappheitszeiten damit einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten – insbesondere in kurzen Zeiträumen, in denen Speicher als steuerbare Kapazitäten zur Verfügung stehen.

Im Szenario "Verzögerte Energiewende" wird untersucht, wie sich bei weiterhin hohem Strombedarf verschiedene Verzögerungen auswirken. Die Modellergebnisse zeigen, dass insbesondere eine Verzögerung bei der Erschließung der Nachfrageflexibilitäten und Speicher dazu führt, dass die Versorgungssicherheit nicht gewährleistet wäre. Tritt diese Flexibilisierung nicht wie unterstellt ein, bedarf es also insbesondere zusätzlicher Investitionen in weitere steuerbare Erzeugungskapazitäten über den Bedarf des Zielszenarios hinaus, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Wie im Zielszenario können Speicher durch ihre Flexibilität – vor allem in kurzen Zeiträumen, in den Speicher als steuerbare Kapazitäten zur Verfügung stehen – auch hier einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten.

Die netzseitigen Voraussetzungen für Versorgungssicherheit sind im Zielszenario gewährleistet, wenn der Netzausbau wie geplant verwirklicht wird und darüber hinaus ausreichend Redispatchleistung zur Verfügung steht.

Im Einzelnen werden folgende Hauptaussagen aus den Modellergebnissen abgeleitet:

Kraftwerkszubau und Kraftwerksstrategie

- Unter den getroffenen Annahmen wird der kostenoptimale Kraftwerks- und Anlagenpark im Betrachtungszeitraum berechnet. Die Modellberechnungen zeigen, dass konventionelle bzw. regelbare Kraftwerke weiterhin ein notwendiger Bestandteil für ein versorgungssicheres System sind. Die hierzu erforderlichen Investitionen der Kraftwerksbetreiber reichen in der Realität bislang jedoch nicht aus. Daher ist es wichtig, Anreize zum notwendigen Neubau steuerbarer Kapazitäten zu schaffen. Da das Gesetzgebungsvorhaben für das Kraftwerksicherungsgesetz, mit dem die Kraftwerksstrategie umgesetzt werden sollte, in der vergangenen Legislaturperiode nicht mehr abgeschlossen werden konnte, müssen in der kürzlich begonnenen Legislaturperiode möglichst rasch gesetzlichen Rahmenbedingungen für zusätzliche Kraftwerke geschaffen werden. Danach sollte diese Aufgabe ein technologieneutraler Kapazitätsmechanismus übernehmen. Ein solcher wird zurzeit von der Bundesregierung erarbeitet.

- Die Modellergebnisse zeigen bis zum Jahr 2035 einen notwendigen Zubaubedarf von steuerbaren Kapazitäten wie beispielsweise Gaskraftwerken in Höhe von bis zu 22,4 GW im Zielszenario, das von der fristgerechten Erreichung aller gesetzlichen und politischen Ausbauziele ausgeht, die zum Start der Untersuchung (Beginn des Jahres 2024) galten. Das Szenario "Verzögerte Energiewende", bei dem konservativere Annahmen als im Zielszenario vorgegeben sind, zeigt einen Zubaubedarf von bis zu 35,5 GW bis zum Jahr 2035.

- Aus den vorliegenden Berechnungen geht zudem hervor, dass die in der Kraftwerksstrategie vorgesehene Kraftwerksleistung nicht ausreicht. Sie muss durch weitere, neue regelbare Kapazitäten ergänzt werden.

Sollte die Kraftwerksstrategie nicht realisiert werden, müsste der notwendige Zubau insgesamt durch andere Mechanismen ermöglicht werden. Fortlaufend muss dabei überprüft werden, ob der für ein versorgungssicheres System erforderliche Zubau in der Realität tatsächlich erfolgt.

Erneuerbare Energien

- Die Ergebnisse zeigen, dass der zügige Ausbau von Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen wichtig ist, um die Klimaziele im Stromsektor zu erreichen. Verzögerungen beeinflussen auch das Versorgungssicherheitsniveau. Somit trägt ein weiterhin dynamischer Ausbau erneuerbarer Energien auch zur Versorgungssicherheit bei. Mehr Strom aus Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen kann zu sinkenden Preisen im Strombörsenhandel führen. Je mehr Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen erzeugt wird, desto wichtiger und rentabler werden Speicher und Nachfrageflexibilitäten, die auf hohe oder geringe Einspeisung reagieren. Dringend sicherzustellen ist auch, dass Erneuerbare-Energien-Anlagen künftig steuerbar sind und ihre Betreiber weitestmöglich auf das Marktpreissignal reagieren. Gegenläufige Anreize bspw. aus Fördermechanismen oder aus Entgeltsystemen sollten weitestgehend vermieden werden.

Nachfrageflexibilität

- Die Ergebnisse zeigen, dass die Erschließung von Flexibilitätspotentialen bei neu hinzukommenden Verbrauchern wie z.B. Wärmepumpen, Elektroautos oder Elektrolyseuren bzw. Power-to-Gas-Anlagen sowie die industrielle Lastflexibilität im Markt einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten. Das Flexibilisierungspotential dieser Verbraucher sollte so schnell wie möglich nutzbar gemacht werden. So ließe sich vermeiden, dass über den in den Szenarien ausgewiesenen Bedarf hinaus noch zusätzliche konventionelle Kraftwerke gebaut werden müssen.

- Es müssen die notwendigen infrastrukturellen und marktlichen Voraussetzungen geschaffen werden, damit genügend private Verbraucher einschließlich industrieller Betreiber von Großwärmepumpen ihr Flexibilisierungspotential am Markt zur Verfügung stellen. Die Installation geeigneter Messsysteme ist eine zwingende Voraussetzung, um die Flexibilitäten von Haushaltswärmepumpen und Elektrofahrzeugen zu erschließen. Im industriellen Sektor ist diese Voraussetzung grundsätzlich durch eine registrierende Lastgangmessung häufig schon gegeben.

- Bestehende Fehlanreize und Systeme, die Flexibilität finanziell diskriminieren bzw. die Optimierung der Marktakteure auf das Preissignal verhindern, sind baldmöglichst zu beseitigen. Die Bundesnetzagentur hat entsprechende Initiativen ergriffen und hat die nötigen Festlegungsverfahren eingeleitet bzw. wird dies kurzfristig tun.

Speicher

- Neben den Nachfrageflexibilitäten werden auch Speicher eine immer wichtigere Funktion bei der Elektrizitätsversorgung in Deutschland einnehmen. Speichertechnologien zeichnen sich dadurch aus, schnell und damit flexibel auf unterschiedliche Situationen im Strommarkt reagieren zu können. Schon heute können sich insbesondere Batteriespeicher im Strommarkt refinanzieren, wie die aktuelle beobachtbare

Ausbaudynamik beweist[2]. Diese nach dem Start der Untersuchung (Beginn des Jahres 2024) beobachtete Dynamik konnte in der vorliegenden Modellierung nicht umfassend abgebildet werden.

- Für bestimmte Marktsituationen können Speicher den Bedarf an zusätzlichen Kraftwerkskapazitäten mindern, eine Integration in den Kapazitätsmechanismus ist deshalb sinnvoll.

- Die Erschließung von Nachfrageflexibilitäten sowie die Marktintegration von Speichern ist für die Versorgungssicherheit wichtig. Dies gilt auch für die Integration kleiner Speicher, bei denen ein unbürokratischer Anschluss- und Abrechnungsprozess gefunden werden sollte.

Stromhandel

- Die zentrale Lage Deutschlands stellt einen großen Vorteil für die Versorgungssicherheit dar, da zahlreiche Importmöglichkeiten bestehen. Damit Stromimporte nach Deutschland in erforderlichem Umfang durchgeführt und eine möglichst günstige Stromversorgung realisiert werden kann, ist es erforderlich, dass die hierzu notwendigen Übertragungskapazitäten verfügbar sind. Verzögerungen beim Netzausbau und den Nachfrageflexibilitäten können zu Situationen führen, in denen die Importkapazitäten nach Deutschland ausgeschöpft sind, obwohl weitere Importe zur Lastdeckung notwendig wären.

- Mit ansteigender Stromerzeugung aus Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen und gleichzeitig zunehmend verfügbaren Flexibilitäten verringert sich auch der Bedarf nach Stromimporten.

Transportbedarf und Redispatch

- Die Ergebnisse zeigen, dass die durch die Netzinfrastruktur zu transportierenden Energiemengen in den kommenden Jahren weiter ansteigen. Hintergrund ist die steigende Nachfrage bei gleichzeitiger Transformation der Erzeugungslandschaft und die damit verbundene veränderte regionale Einspeisung in Deutschland.

- Um diesen Veränderungen und den daraus resultierenden Herausforderungen für die Netzinfrastruktur für die Zukunft gerecht zu werden, bedarf es einer raschen Umsetzung des bereits geplanten Netzausbaus sowie zukünftiger Ausbauprojekte. Die Ergebnisse zeigen auch, dass regelbare Flexibilitäten die Netzauslastung reduzieren, sofern sie netzdienlich eingesetzt werden könnten. Eine Zurechnung von Netzkosten sollte deshalb zunehmend lokale Signale zur Netzbelastung berücksichtigen.

- Die Ergebnisse verdeutlichen auch, dass Redispatchmaßnahmen in den kommenden Jahren bis auf weiteres erforderlich sein werden. Insbesondere die Standorte der neuen steuerbaren Kraftwerke sind dabei entscheidend.

---

[2] Mit Stand September 2025 sind gemäß Marktstammdatenregister 2,2 GW Batteriespeicher mit einer Nennleistung größer 1000 kW in Betrieb. In Planung befinden sich laut Marktstammdatenregister Stand September 2025 4,4 GW Batteriespeicher mit einer Nennleistung größer 1000 kW, die bis zum Sommer 2027 in Betrieb gehen könnten. Offen ist, inwiefern sich die in Planung befindlichen Projekte tatsächlich realisieren werden und welche Dynamik sich für die darauffolgenden Jahre abzeichnet.

Insgesamt bleibt das Monitoring der Versorgungssicherheit eine Daueraufgabe. Die jeweils zu untersuchenden Szenarien und Sensitivitäten sind an die jeweiligen Marktverhältnisse, den sich ständig verändernden Netzausbauzustand, der Zubaudynamik bei Batteriespeichern oder den Fortschritten bei der Digitalisierung usw. regelmäßig anzupassen. Gleichzeitig muss die Methodik ständig überprüft und ggf. weiterentwickelt werden. Die Bundesnetzagentur wird dieser Aufgabe sorgsam nachgehen.

B Hintergrund

1. Struktur des Berichts

Der vorliegende Bericht ist in dieses Hauptdokument und sieben Anhänge unterteilt. Das Hauptdokument gibt einen Überblick über die wesentlichen Annahmen, die gewählte Methodik und die Hauptergebnisse des Versorgungssicherheitsmonitorings (VSM24). In den Anhängen werden einzelne Aspekte im Detail dargestellt.

Neben dem Hauptdokument werden in den Anhängen

1. - die rechtlichen Grundlagen (Anhang 1),
2. - die getroffenen Annahmen (Anhang 2),
3. - die Erstellung der Zeitreihen und der Kraftwerksliste (Anhang 3),
4. - die Methodik bei der Modellierung (Anhang 4) und
5. - die Ergebnisse (Anhang 5)

detailliert beschrieben.

Das Abkürzungsverzeichnis (Anhang 6) und der Datenanhang (Anhang 7) komplettieren den Bericht.

2. Einordnung Versorgungssicherheit

Im Folgenden wird beschrieben, welche Aspekte der Versorgungssicherheit in diesem Bericht betrachtet werden. Weiter werden die relevanten Begrifflichkeiten genannt, die zum Verständnis des VSM24 notwendig sind.

Versorgungssicherheit

Die Versorgungssicherheit ist ein zentrales Ziel der deutschen Energiepolitik und der Tätigkeit der Bundesnetzagentur. In diesem Bericht wird die Versorgungssicherheit mit Elektrizität im Hinblick auf zwei Fragestellungen untersucht:

Zum einen geht es um die Frage, ob der Strommarkt jederzeit ausreichend steuerbare Kapazitäten zur Verfügung stellt, um die Nachfrage nach Elektrizität zu decken (im Folgenden: marktseitige Versorgungssicherheit). Daneben geht der Bericht der Frage nach, ob das Übertragungsnetz die Transportaufgabe erfüllen kann, die darin liegt, die Einspeisungen aus den Kraftwerken, den Erneuerbare-Energien-Anlagen (EE-Anlagen) und den diversen Speichern zu den örtlichen Verbrauchern zu transportieren (im Folgenden: netzseitige Versorgungssicherheit). Vereinfacht gesprochen handelt der Bericht davon, ob die Elektrizitätsversorgung markt- und netzseitig gewährleistet werden kann.

Die Versorgungssicherheit ist marktseitig gewährleistet, wenn das vorhandene Angebot auf dem Strommarkt ausreicht, um die Nachfrage an Energiemengen in der jeweils betrachteten Gebotszone zu decken. Um zu beurteilen, ob der Markt jederzeit ausreichend steuerbare Kapazitäten bereitstellt, werden künftige Entwicklungen berücksichtigt, insbesondere hinsichtlich der Stromnachfrage sowie des CO_2-Preises. Die Annahmen

hierzu richten sich nach den gegebenen politischen und rechtlichen Vorgaben sowie den zu erwartenden gesamtwirtschaftlichen Rahmenbedingungen.

Die Frage, ob und wie die Versorgungssicherheit mit Elektrizität im Fall von besonderen Krisenereignissen gewährleistet werden kann, ist nicht Gegenstand dieses Berichts. Die Sicherstellung der Stromversorgung, beispielsweise nach Naturkatastrophen oder im Fall eines geopolitisch bedingten Brennstoffmangels, fällt in den Bereich der Risiko- und Krisenvorsorge. Insoweit ist die Verordnung (EU) 2019/941[3] mit den dort geregelten Risikoanalysen und Handlungsinstrumenten einschlägig. Die Verordnung verpflichtet die Mitgliedstaaten, Krisenszenarien zu identifizieren, deren Eintritt zu einer nationalen Energieversorgungskrise führen können und geeignete Gegenmaßnahmen zu entwickeln, mit denen einer solchen Krise abgeholfen werden kann. In Deutschland erfolgt die Aufstellung dieser Krisenszenarien durch die Bundesnetzagentur. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) entwickelt im Anschluss hieran den Risikovorsorgeplan Strom, zuletzt geschehen im Jahre 2023.[4] In diesem werden Gegenmaßnahmen beschrieben, um eine Energieversorgungskrise zu beherrschen.

Als eines der Instrumente zur Sicherstellung der Elektrizitätsversorgung im Fall einer Energieversorgungskrise führt der Risikovorsorgeplan die Kapazitätsreserve (§ 13e Energiewirtschaftsgesetz (EnWG))[5] auf.[6] Die Kraftwerke, aus denen sich die Kapazitätsreserve zusammensetzt, werden außerhalb des Strommarkts vorgehalten. Die in der Kapazitätsreserve kontrahierten Kraftwerke nehmen nicht am Markt teil und werden erst dann eingesetzt, wenn die Markträumung ausbleibt, d. h., wenn das Angebot nicht zur Deckung der Nachfrage ausreicht. Der Abruf dieser Reservekraftwerke erfolgt zudem nur dann, wenn auch die vorgehaltene Regelleistung nicht ausreicht, um die fehlende Erzeugungsleistung auszugleichen.

Netzseitige Versorgungssicherheit besteht, wenn die sich infolge des Marktgeschehens einstellenden Stromflüsse netzseitig übertragen werden können. Es wird also geprüft, inwieweit die Netzinfrastruktur ausreichend ist, um die Energie vom Erzeuger zum Verbraucher zu transportieren. Auch wenn Netzengpässe im deutschen Übertragungsnetz und in einigen Verteilnetzen vorhanden sind, ist die Versorgungssicherheit im Stromnetz gewährleistet, wenn ausreichend geeignete Maßnahmen zur Engpassbehebung zur Verfügung stehen und eingesetzt werden können. Im Bedarfsfall setzen die Übertragungsnetzbetreiber und die Verteilnetzbetreiber gezielt Kraftwerke zum Redispatch ein und wirken so drohenden Leitungsüberlastungen entgegen. Unter Redispatch wird das Herunterfahren eines Kraftwerks vor dem Netzengpass und das gleichzeitige Herauffahren eines Kraftwerks hinter dem Engpass verstanden. Dieser Eingriff in den Kraftwerksfahrplan (Dispatch) wird als Redispatch bezeichnet.

Die im vorliegenden Bericht enthaltene Untersuchung über die Gewährleistung der netzseitigen Versorgungssicherheit ist abzugrenzen von den jährlichen Systemanalysen der Übertragungsnetzbetreiber zur Ermittlung

[3] Verordnung (EU) 2019/941 des europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über die Risikovorsorge im Elektrizitätssektor und zur Aufhebung der Richtlinie 2005/89/EG.

[4] Risikovorsorgeplan nach Art. 10 der Verordnung (EU) 2019/941 über die Risikovorsorge im Elektrizitätssektor vom 20.01.2023.

[5] Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz) in der Fassung vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), zuletzt geändert durch Artikel 41 des Gesetzes vom 23. Oktober 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 323).

[6] Risikovorsorgeplan, 2023, Seite 26.

des Netzreservebedarfs (§ 3 Netzreserveverordnung (NetzResV)[7]). Im Rahmen der Systemanalysen überprüfen die Übertragungsnetzbetreiber, ob der Betrieb des Übertragungsnetzes im jeweils kommenden Winterhalbjahr und für einen weiteren Zeitpunkt, der bis zu fünf Jahre in der Zukunft liegt, auch im Fall des Ausfalls einer Leitung oder eines sonstigen Netzbetriebsmittels ((n-1)-Kriterium) unter Einhaltung der technischen Sicherheitsgrenzwerte gewährleistet ist. Ziel dieser Analysen ist es, unter für das Netz kritischen Prämissen zu ermitteln, wie hoch der Anteil der erforderlichen Redispatchleistung ist, die nicht aus Kraftwerken gedeckt werden kann, die am Strommarkt teilnehmen. Dieser Anteil stellt den Bedarf an Netzreserve dar, der aus systemrelevanten Kraftwerken im Inland, sowie aus Kraftwerken im Ausland gedeckt werden muss. Infolge ihrer Prüfung der Systemanalysen stellt die Bundesnetzagentur diesen Netzreservebedarf fest. Im Zuge der Netzreservebedarfsfeststellung wird somit durch die Bundesnetzagentur geprüft, ob die netzseitige Versorgungssicherheit im betrachteten Zeitraum gegeben ist und welche konkreten Maßnahmen gegebenenfalls noch kurzfristig getroffen werden müssen, um diese zu gewährleisten.

Auch in diesem Bericht untersucht die Bundesnetzagentur die netzseitige Versorgungssicherheit im Hinblick auf die Frage, ob das Übertragungsnetz die Elektrizität gemäß dem vorausgegangenen Ergebnis des Marktgeschehens transportieren kann, ohne dass hierdurch eine Gefährdung des sicheren Netzbetriebs entsteht: allerdings für einen anderen Zeitraum und auch für ein anderes Szenario.

Im VSM24 wird auf Grundlage des Zielszenarios ermittelt, ob nach Redispatcheinsatz ein engpassfreier, (n-1)-sicherer Netzbetrieb in den Betrachtungsjahren 2026, 2030 und 2035 gegeben ist. Es wird somit ein längerfristiger Betrachtungszeitraum gewählt, der über den der Systemanalysen und der anschließenden Netzreservebedarfsfeststellung hinausgeht.

Funktion des Monitorings

Das VSM ist ein fortlaufender Prozess, der (politischen) Handlungsbedarf frühzeitig identifizieren kann. Dies ist vor allem deswegen erforderlich, da gegebenenfalls notwendige Investitionen z.B. in Kraftwerke und Netze oder auch die Ausweitung von europäischen Prozessen und Kooperationen einen entsprechenden zeitlichen Vorlauf benötigen.

Im Fokus des fortlaufenden Monitorings steht zunächst die Frage, ob und inwieweit die Anreize für den Markt ausreichend sind, um genügend Investitionen zu tätigen. Ist dies der Fall, kann die Nachfrage nach Strom gegenwärtig und zukünftig in einem volkswirtschaftlich effizienten Maß gedeckt werden. Zusätzlich wird untersucht, ob die netzseitige Versorgungssicherheit gewährleistet ist.

Szenarien und Sensitivitäten

Das Monitoring der markt- und netzseitigen Versorgungssicherheit erfolgt auf Grundlage von Szenarien (zentrale Referenzszenarien).[8] Mit Hilfe von Annahmen sowie der Analyse von möglichen Einflussfaktoren

[7] Verordnung zur Regelung der Beschaffung und Vorhaltung von Anlagen in der Netzreserve (Netzreserveverordnung) in der Fassung vom 27. Juni 2013 (BGBl. I S. 1947), zuletzt geändert durch Artikel 8 des Gesetzes vom 22. Dezember 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 405).

[8] Vgl. Art. 24 Abs. 1. Satz 2 Verordnung (EU) 2019/943 des europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (Elektrizitätsbinnenmarktverordnung).

werden Prognosen erstellt. Szenarien stellen Bilder und Darstellungen möglicher, plausibler Zukunftsentwürfe dar. Dass die Realität in fünf oder zehn Jahren anders aussehen kann bzw. wird, liegt in der Natur solcher langfristigen Betrachtungen. Im Kern wird nach der gleichen Methode vorgegangen wie auch bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans.

Innerhalb der Szenarien ist es möglich unterschiedliche Sensitivitätsbetrachtungen durchzuführen.[9] Mit einer Sensitivität wird das Szenario dahingehend abgewandelt, dass ein oder sehr wenige Eingangsparameter geändert werden, die zu keinen signifikanten Änderungen der anderen Eingangsparameter führen.[10] Mithilfe einer Sensitivität lässt sich der Einfluss des jeweils abgewandelten Eingangsparameter auf das Ergebnis sichtbar machen.

Maßgebliche Indikatoren der Versorgungssicherheit

Zur Bewertung der marktseitigen Versorgungssicherheit werden unterschiedliche Indikatoren berechnet. Hierzu zählen insbesondere die Indikatoren LOLE (Loss of Load Expectation [h/a]) und EENS (Expected Energy Not Served [GWh/a]):

- Der LOLE ist die erwartete Anzahl an Stunden eines Jahres, in denen die Nachfrage am Strommarkt nicht vollständig gedeckt werden kann.

- Der EENS ist die erwartete, nachgefragte Strommenge, die bezogen auf ein Kalenderjahr nicht gedeckt werden kann.

Anhand des LOLE lässt sich bewerten, ob sich die erwartete Anzahl an Stunden, in denen die Last nicht vollständig gedeckt werden kann in einer aus volkswirtschaftlicher Sicht angemessenen Größenordnung bewegt. Als Vergleichsgröße ist ein geeigneter Schwellenwert nötig. Dieser Schwellenwert wird als Zuverlässigkeitsstandard (Engl.: reliability standard) oder Effizienzschwellenwert bezeichnet. Der Zuverlässigkeitsstandard gibt jene Anzahl erwarteter, unterdeckter Stunden an, deren Deckung nur zu Kosten erfolgen könnte, die die (unflexiblen) Stromkonsumenten maximal noch bezahlen würden, und beträgt aktuell 2,77 h/a.[11] Für eine dann noch geringere Anzahl an unterdeckten Stunden wären die Kosten höher als die Zahlungsbereitschaft. Die Zahlungsbereitschaft entspricht dem "Wert der nicht gedeckten Last" (Value of Lost Load, VOLL). Das ist derjenige Geldbetrag, den die (unflexiblen) Stromkonsumenten noch bereit wären zu zahlen, um eine Nichtversorgung zu vermeiden.[12]

[9] Vgl. Art. 24 Abs. 1 Satz 3 Elektrizitätsbinnenmarktverordnung.

[10] ACER Decision on the ERAA methodology: Annex I.

[11] Der Zuverlässigkeitsstandard wurde zuletzt 2021 ermittelt und wird alle 5 Jahre aktualisiert: Vgl. Der Zuverlässigkeitsstandard für die Stromversorgung in der deutsch-luxemburgischen Gebotszone.

[12] Für die Ermittlung der Zuverlässigkeitsstandard wurde ein VOLL in Höhe von 12.240€/MWh ermittelt.

European Resource Adequacy Assessement

Abzugrenzen von dem nationalen VSM ist das European Resource Adequacy Assessement (ERAA) und den saisonalen Outlooks von ENTSO-E[13]. Der ERAA-Bericht dient als koordinierte europäische Angemessenheitsbewertung der Abbildung des möglichen Erzeugungsbedarfs der einzelnen Mitgliedsländer. Das European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) erstellt jährlich den Bericht und die zugrundeliegenden Berechnungen. Dabei werden die Integration der Strommärkte und potentielle Stromflüsse aus ganz Europa berücksichtigt.

3. Rechtsgrundlagen

Die Rechtsgrundlagen für das VSM entstammen sowohl dem deutschen als auch dem europäischen Recht. Auf europäischer Ebene wird differenziert zwischen den Bestimmungen aus der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (Verordnung (EU) 2019/943) sowie der auf dieser Grundlage erlassenen Entscheidung 23/2020 - Annex I[14] der European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER).

Art. 23 Elektrizitätsbinnenmarktverordnung stellt die Grundlagen für das europäische VSM auf. Art. 24 Elektrizitätsbinnenmarktverordnung regelt, dass die nationalen Versorgungssicherheitsberichte auf der in Art. 23 genannten ERAA-Methode (Methode für die europäische Bewertung der Angemessenheit der Ressourcen) beruhen.

Das Monitoring der Versorgungssicherheit sowie der entsprechende Bericht bemessen sich im nationalen Recht nach den §§ 51 und 63 EnWG.

4. Begriffsbestimmungen für den Bericht

Erneuerbare Energien

Nach den Begriffsbestimmungen des Erneuerbare- Energien- Gesetz (EEG) sind erneuerbaren Energien Wasserkraft, Windenergie, solare Strahlungsenergie (Photovoltaik; PV), Geothermie und Energie aus Biomasse. Eine erneuerbare Energien-Anlage (EE-Anlage) ist damit jede Anlage, die Strom aus diesen erneuerbaren Energien erzeugt. Da in den nächsten Jahren insbesondere PV- und Windenergieanlagen zugebaut werden, werden in diesem Bericht unter dem Begriff "EE-Anlagen" grundsätzlich nur PV- und Windanlagen zusammengefasst. Ansonsten wird gesondert darauf hingewiesen, dass auch die anderen Technologien gemeint sind.

Kraftwerke

Der Begriff "Kraftwerk" bezeichnet in diesem Bericht alle Anlagen, die Strom mit einer Wärmekraftmaschine (Dampfturbine oder Gasturbine) erzeugen. Darunter fallen z.B. alle Kohle- und Gaskraftwerke. Der Begriff Gaskraftwerke umfasst in diesem Bericht sowohl Erdgaskraftwerke als auch H_2-Krafwerke.

[13] https://www.entsoe.eu/outlooks/seasonal/

[14] ERAA - Annex I (europa.eu).

Nachfrageflexibilität

Allgemein wird der Begriff "Flexibilität" im Stromsystem für die unterschiedlichsten Technologien genutzt: von der flexiblen Gasturbine, die sehr schnell hochfahren kann, über Pumpspeicher-Kraftwerke oder stationäre Batteriesysteme, die als Speicher sehr flexibel auf Marktsituationen reagieren können, bis hin zu Flexibilitäten auf der Verbrauchsseite, wie z.B. Wärmepumpen oder Power-to-Gas-Anlagen. In diesem Bericht werden unter dem Begriff Nachfrageflexibilität alle Verbrauchstechnologien zusammengefasst, die preissensitiv ihre Last eigenständig verringern oder verschieben können. Das sind z.B. Wärmepumpen oder Elektrolyseure.

Lastreduktion

Einige Nachfrageflexibilitäten können ihre Last freiwillig als Reaktion auf hohe Strompreise reduzieren. Dies wird im Bericht auch als "Lastreduktion" bezeichnet.

Lasterhöhung

Nachfrageflexibilitäten, die ihre Last verschieben können, müssen eine Lastreduktion nachholen und entsprechend ihrer Last wieder erhöhen. Dies wird im Bericht als "Lasterhöhung" bezeichnet.

Speicher

Speicher im Sinne dieses Berichts sind alle Kraftwerke bzw. Anlagen, die eine Speicherkapazität haben, also z.B. stationäre Batteriesysteme oder auch (Pump-)Speicherwasserkraftwerke.

Residuallast

Als "Residuallast" wird in diesem Bericht diejenige Last verstanden, die nach Abzug der Erzeugung aus PV- und Windanlagen übrigbleibt. Die höchste in einer Stunde des Jahres auftretende Residuallast wird als "Jahreshöchstresiduallast" bezeichnet.

C Untersuchungsgegenstände, Annahmen und Methodik

Die Szenarien, die im vorliegenden Bericht betrachtet werden, setzen sich aus bestimmten Annahmen (Eingangsdaten) zusammen. Zusammen mit der Modellkette bilden sie den Rahmen für das VSM24. Zusätzlich finden sich detaillierte Erläuterungen in den Anhängen 1, 2, 3 und 4.

1. Annahmen

Im Folgenden werden die wesentlichen Annahmen für das Zielszenario dargestellt. Sie gelten grundsätzlich auch für alle anderen Berechnungen. Die jeweiligen Änderungen der Annahmen für das Szenario "Verzögerte Energiewende" und die Sensitivitäten werden in Kapitel IC2 beschrieben. Die detaillierten Beschreibungen der einzelnen Annahmen und Parameter können Anhang 2 entnommen werden.

1.1 Auswahl der Wetterjahre und des Referenzwetterjahrs

Die Wetterjahre bilden die Basis für die Modellberechnungen und sind somit ein zentraler Ausgangspunkt für das VSM. Da die zu untersuchenden Wetterjahre gemäß der ERAA-Methode nicht zu weit in der Vergangenheit liegen sollen, werden die Jahre von 1998 bis 2017 untersucht. Jedes der 20 zu untersuchenden Wetterjahre ist durch unterschiedliche Residuallastgänge charakterisiert. Je nachdem, ob die zu deckende Residuallast gering oder hoch ist, ist weniger oder mehr steuerbare Kapazität notwendig.

Für die Berechnung des zukünftigen Kapazitätsmix kann momentan ein Wetterjahr berücksichtigt werden. Das verwendete Wetterjahr hat einen erheblichen Einfluss auf die Dimensionierung des Kraftwerksparks. Es wird angenommen, dass ein Investor sich an einem durchschnittlichen Wetterjahr orientiert. Darum wird für die Berechnung des zukünftigen Kraftwerksparks dasjenige Wetterjahr genutzt, das von den 20 Wetterjahren das durchschnittlichste[15] ist. Im Ergebnis genügt das Wetterjahr 2002 diesen Anforderungen am ehesten. Damit wird angenommen, dass das zukünftige Wetter durchschnittlich dem des Jahres 2002 ähnlich ist.

Um eine Aussage darüber treffen zu können, ob der ermittelte Kapazitätsmix versorgungssicher ist, wird für die sich anschließende Berechnung der VS-Indikatoren das Wetter variiert und alle 20 untersuchten Jahre werden berücksichtigt. Ist die zu deckende Residuallast in einem dieser Wetterjahre höher als im Jahr 2002, kann das die Strommarktakteure vor Herausforderungen stellen.[16]

1.2 Kosten einer Unterdeckung (Preislimit)

Das Investitions- und Einsatzmodell (siehe Kapitel IC3.1) entscheidet mittels eines Kostenvergleichs, ob es aus gesamtwirtschaftlicher Sicht günstiger ist, z.B. in Gaskraftwerke zu investieren und damit eine Unterdeckung zu vermeiden, oder in einzelnen Stunden nicht die gesamte Stromnachfrage zu decken. Stellt sich beispielsweise heraus, dass die Stromnachfrage in nur wenigen Stunden eines Jahres mit dem vorhandenen Kraftwerkspark nicht gedeckt werden kann, ist es gegebenenfalls aus volkswirtschaftlicher Sicht günstiger, eine

[15] Die Auswahl des durchschnittlichen Wetterjahres wird in Anhang 3, Kapitel 3 beschrieben.

[16] Die detaillierte Beschreibung der Auswahlkriterien für das durchschnittliche Wetterjahr ist Anhang 2, B 1 zu entnehmen.

Unterdeckung während dieser Stunden in Kauf zu nehmen. Eine Investition und der Betrieb von z.B. Gaskraftwerken für diese wenigen Stunden wäre dann gegebenenfalls teurer. Damit das Investitions- und Einsatzmodell den Kostenvergleich durchführen kann, muss eine Annahme über die Höhe der Kosten für eine Unterdeckung getroffen werden. In der Modellrechnung wird unterstellt, dass die Kosten je MWh nicht gedeckter Nachfrage 10.000 Euro betragen. Dieser Wert wird auch als Preislimit bezeichnet und ist den Marktregeln über den Handel an der Strombörse im Bereich des untertägigen (Intraday-)Handels entnommen. Im Modell bedeutet diese Preisobergrenze auch, dass Stromhändler bzw. Verbraucher bereit sind, maximal diese 10.000 Euro pro MWh zu zahlen. Wenn im Modell der Strompreis tatsächlich bei 10.000 Euro pro MWh liegt, übersteigt die Stromnachfrage das Stromangebot. Es liegt also ein Nachfrageüberhang am Strommarkt vor. Die Verwendung des Preislimits in Höhe von 10.000 Euro pro MWh ist durch die ERAA-Methode in Verbindung mit der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung vorgegeben.[17]

1.3 Entwicklung der Brennstoff- und CO2-Preise

Entscheidenden Einfluss auf die Entwicklung des zukünftigen Stromsystems haben die Brennstoff- und CO2-Zertifikatspreise. Sie stellen die maßgeblichen variablen Kostenfaktoren für die Betreiber fossiler Kraftwerke dar. Sie sind entscheidend dafür, zu welchen Preisen der Strom am Markt angeboten werden kann. Somit bestimmt die Entwicklung der Brennstoff- und CO2-Preise neben dem Einsatz auch die Entscheidungen über die Stilllegung von Kraftwerken und Anlagen bzw. deren Neubau. Insbesondere hat der CO2-Preis einen großen Einfluss auf die CO2-intensiveren Technologien wie Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke.

Die Brennstoff- und CO2-Preise für 2025 wurden mit Stand März 2024 den jeweiligen Handelsplätzen (z.B. European Energy Exchange) entnommen. Neben diesen und den Future-Preisen wird für die weitere Preisentwicklung der WEO[18] herangezogen. Die Zwischenjahre wurden interpoliert.

[17] Art. 5 Absatz 13 in der "ACER Decision on the ERAA methodology: Annex I".

[18] WEO, im Internet abrufbar unter: https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023, Szenario "Announced Pledges Scenario"

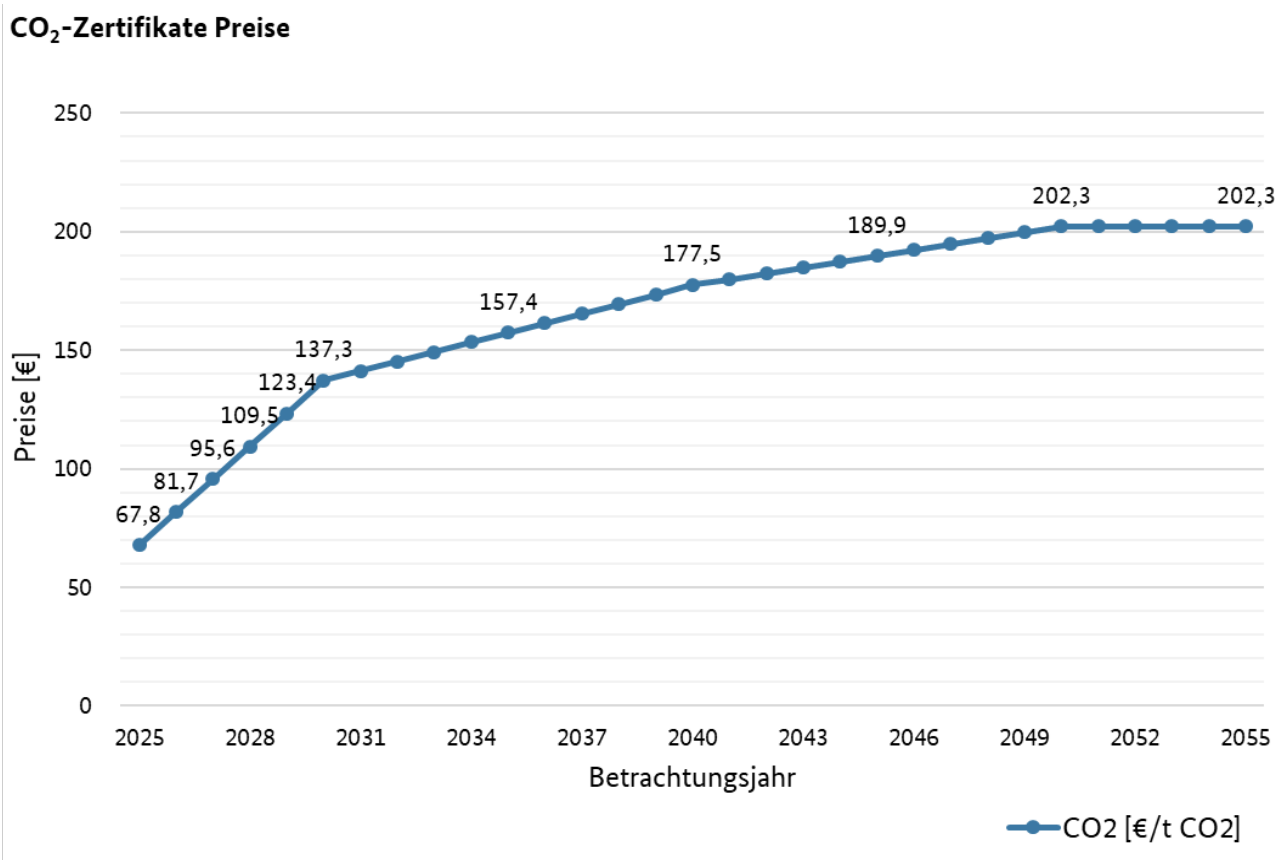


Abbildung 1: CO2-Zertifikate Preise; (Quelle: IEA)

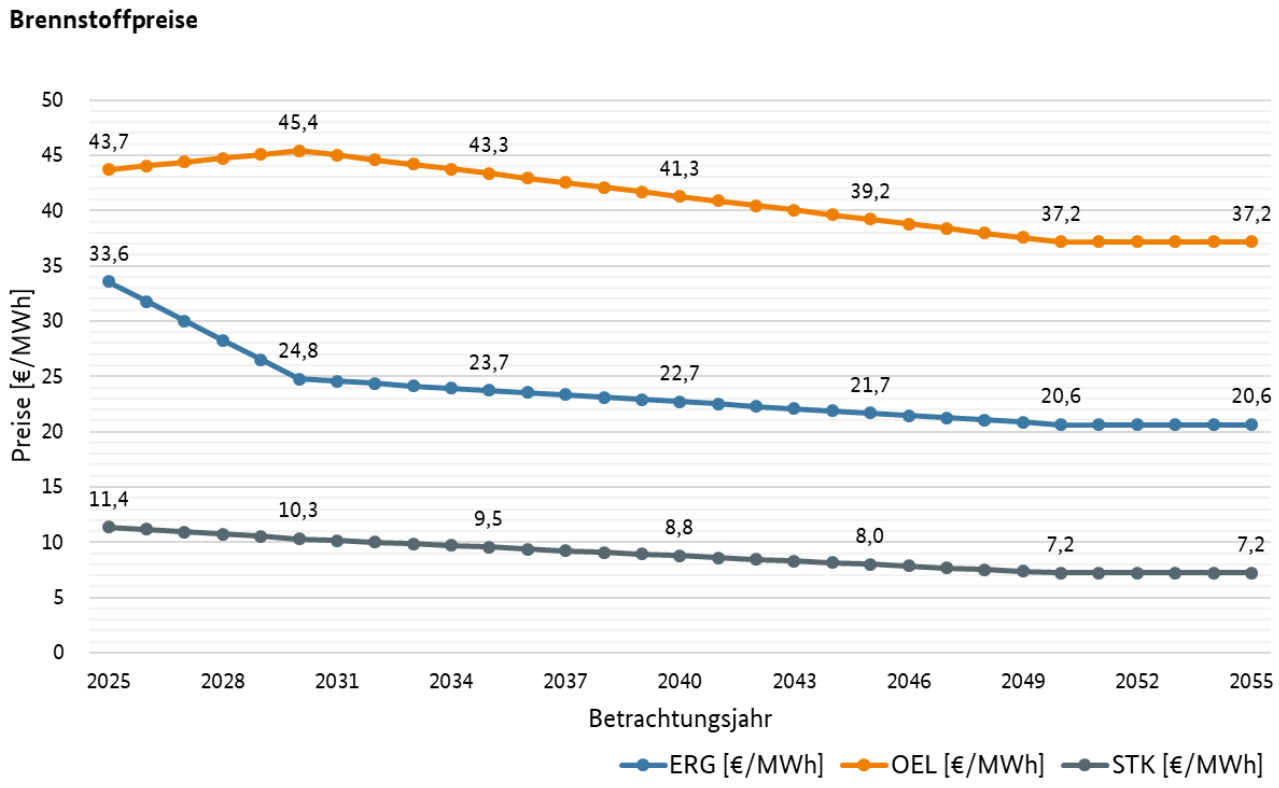


Abbildung 2: Brennstoffpreise; (Quelle: IEA)

In Abbildung 2 sind die Preise der börsennotierten Brennstoffe Erdgas (ERG), Erdöl (OEL) und Steinkohle (STK) abgebildet. Wie bei den CO2-Preisen werden die Future-Preise für das Jahr 2025 zu Grunde gelegt. Die Preise zwischen 2025 und 2030 wurden interpoliert. Ab dem Jahr 2030 folgen die Preise dem Szenario APS aus dem WEO.

Für nicht an der Börse gehandelte Brennstoffe werden die Preisannahmen des TYNDP 2022[19] herangezogen. Für die Braunkohleanlagen wird ein Brennstoffpreis von 1,5 € pro MWh und für die Kernkraftwerke einen Brennstoffpreis von 2 € pro MWh angenommen. Beide Preise ändern sich im Laufe der Jahre nicht.

1.4 Entwicklung der erneuerbaren Energien

Die Entwicklung des Ausbaus der EE-Anlagen hat großen Einfluss auf das zukünftige Energiesystem in Deutschland und Europa. Insbesondere werden PV- sowie Wind an Land- und Wind auf See-Anlagen ausgebaut. Dieser Ausbau ist essenziell für das Erreichen der klimapolitischen Ziele.

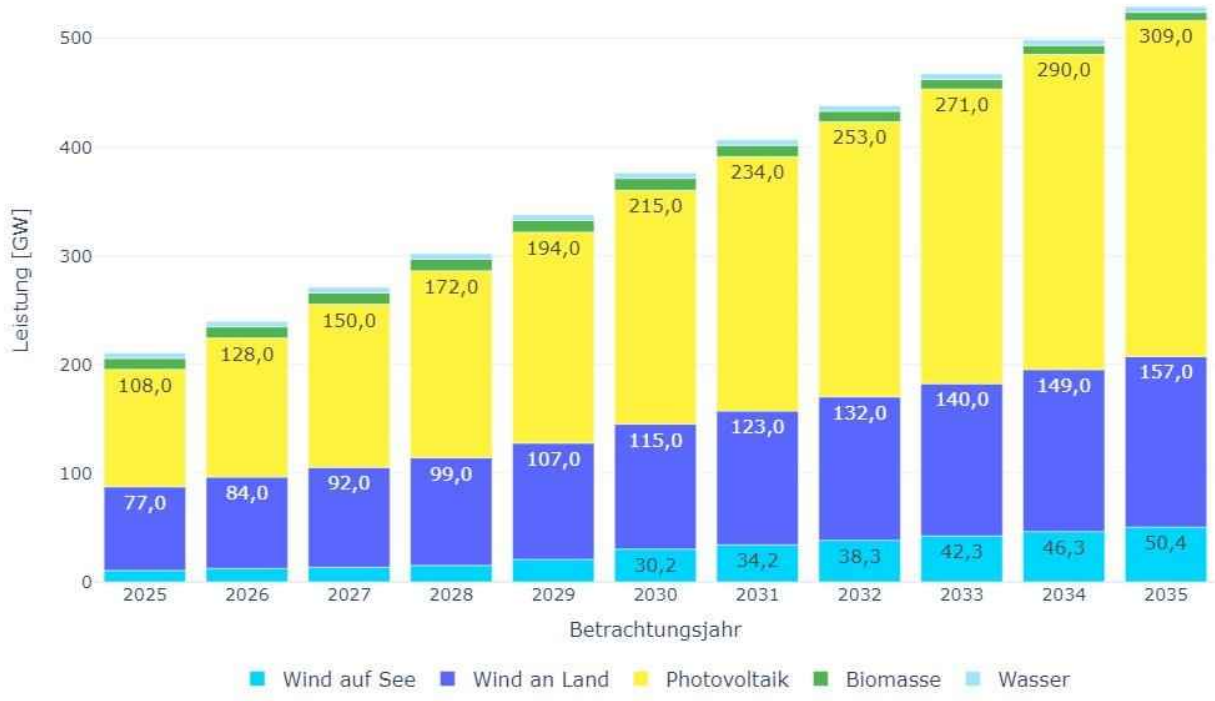


Abbildung 3[20]: Ausbauziele von Wind- und PV-Anlagen in DE (interpoliert); (Quelle: FfE, Bundesnetzagentur)

In Deutschland sind die Ausbauziele der erneuerbaren Energien gesetzlich im EEG verankert.[21] In Abbildung 3 sind die Ausbauziele für Deutschland dargestellt. Die installierten Leistungen von PV- und Wind-Anlagen

[19] https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/wp-content/uploads/2022/04/TYNDP_2022_Scenario_Building_Guidelines_Version_April_2022.pdf

[20] Sofern möglich werden in den Abbildungen die Werte in den jeweiligen Balken angegeben. Sind die Balken zu klein, entfällt die Darstellung der Werte in der Abbildung. Sie sind immer auch im Anhang 7 zu finden.

[21] Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2023) in der Fassung vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), zuletzt geändert durch Artikel 4 des Gesetzes vom 23. Oktober 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 327).

nehmen in den kommenden Jahren deutlich zu. Da die Ziele nur für einzelne Jahre (z.B. 2030 und 2035) gesetzlich im EEG festgeschrieben wurden, werden die Zwischenjahre entsprechend interpoliert.

Auf europäischer Ebene verfolgt der "Green Deal" das Ziel, Europa zum ersten klimaneutralen Kontinent zu machen. Ein wichtiger Bestandteil dabei ist ebenfalls der Ausbau der erneuerbaren Energien. Die entsprechenden Werte werden dem Szenario "Distributed Energy" des TYNDP 2022 entnommen.

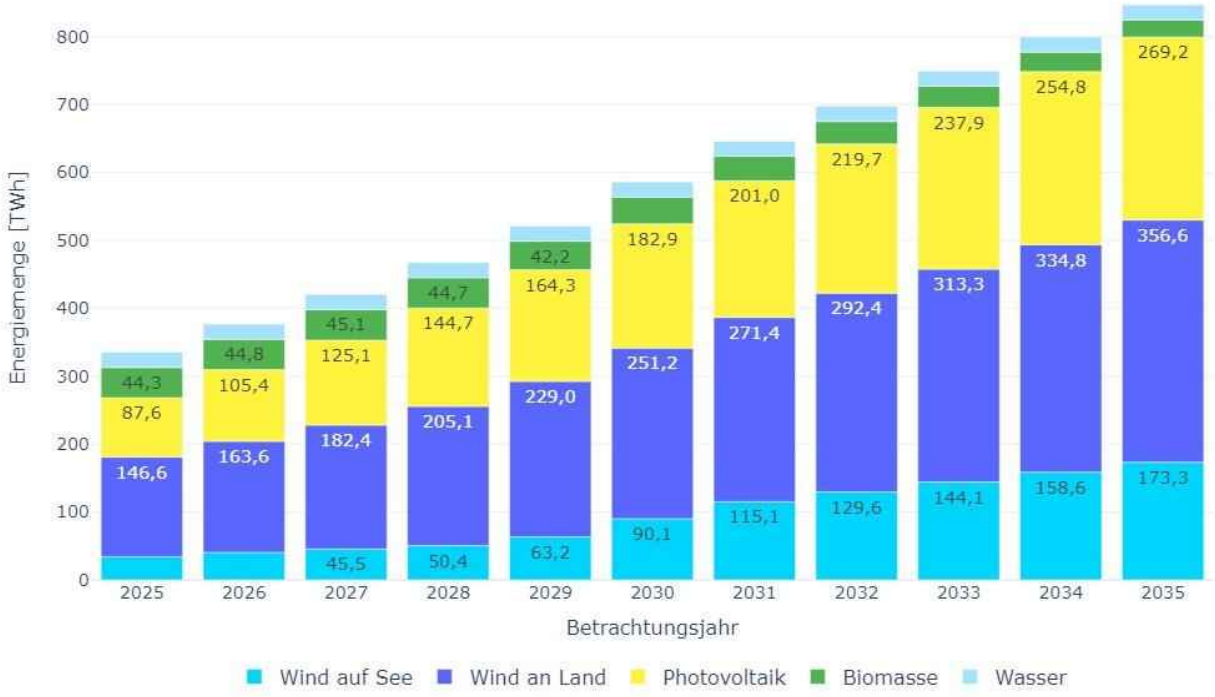


Abbildung 4: Energiemengen [TWh] der interpolierten erneuerbaren Energien in Deutschland im Zeitverlauf

Für Deutschland werden die in Abbildung 4 gezeigten Energiemengen für die Modellierung angenommen. Die angenommen Werte sind wie folgt errechnet worden: Es wird berücksichtigt, dass die zugrunde gelegte installierte Leistung der EE-Anlagen nicht schon komplett zum Jahresanfang zur Verfügung steht, sondern sukzessive über das Jahr zugebaut wird. In der Realität werden die EE-Anlagen nach und nach in Betrieb genommen, sodass die erzeugte Energiemenge mit jedem neuen Erzeuger zunimmt. Dieser Umstand wurde bei der Aufbereitung dieser interpolierten Zeitreihen berücksichtigt.

1.5 Entwicklung des Bruttostromverbrauchs

Eine weitere maßgebliche Größe der Modellierung sind die Annahmen zum Stromverbrauch im Betrachtungszeitraum. Abbildung 5 stellt die summierten interpolierten Zeitreihen der unterschiedlichen Stromverbraucher für Deutschland im Betrachtungszeitraum dar (siehe auch Anhang 3).

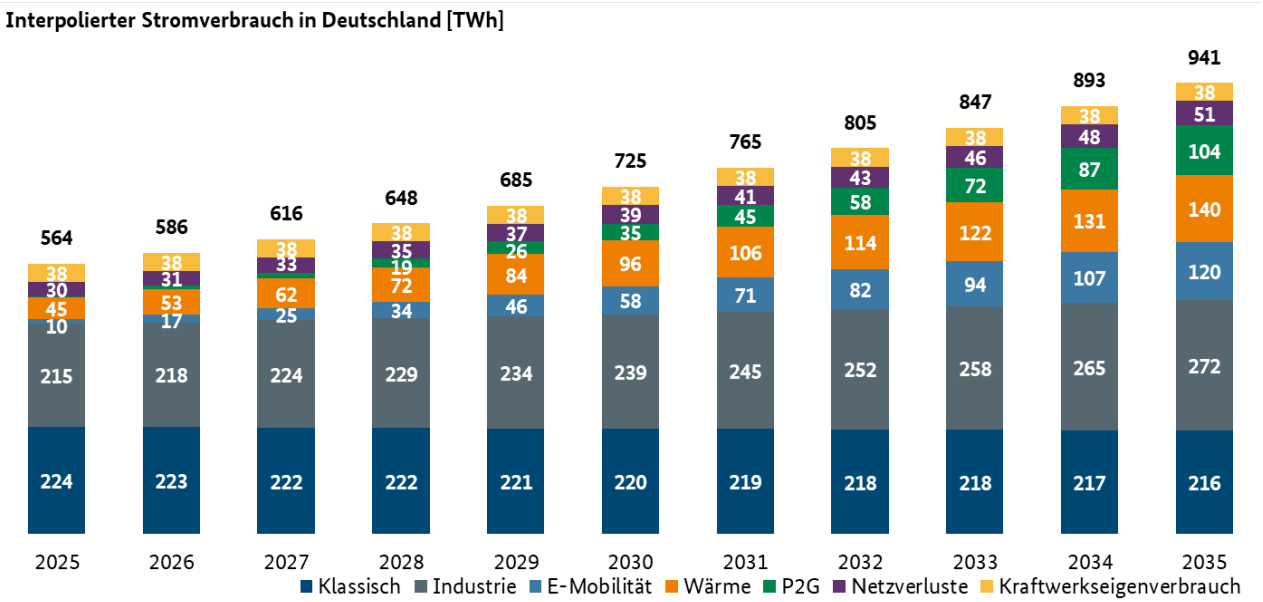


Abbildung 5: Interpolierter Stromverbrauch [TWh] in Deutschland

Die angenommen Werte sind entsprechend dem EE-Ausbau wie folgt errechnet worden: Es wird berücksichtigt, dass der zugrunde gelegte Stromverbrauch der Nachfrageflexibilitäten nicht schon komplett zum Jahresbeginn, sondern sukzessive über das Jahr entsteht. So wird z.B. für das Jahr 2030 ein Stromverbrauch von 725 TWh angenommen. Wären im Vergleich dazu alle Nachfrageflexibilitäten bereits zum Jahresbeginn installiert, betrüge der Bruttostromverbrauch in 2030 ca. 750 TWh.

Trotz Einsparungen durch Effizienzsteigerung, steigt der Stromverbrauch im Betrachtungszeitraum durch die zunehmende Elektrifizierung der verschiedenen Sektoren (Sektorenkopplung) an. Im Bereich des Verkehrs ersetzen batteriebetriebene Fahrzeuge sukzessive Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren. In den verschiedenen Bereichen der Wärmeerzeugung werden zunehmend Wärmepumpen eingesetzt. Dabei handelt es sich nur um zwei Beispiele, die unter die Kategorie "neue Verbraucher" fallen und für einen steigenden Stromverbrauch verantwortlich sind. Neben dem steigenden Stromverbrauch bringen diese Verbraucher aber auch Flexibilität in den Strommarkt.

1.6 Kraftwerksliste

Eine weitere entscheidende Grundlage für die Berechnungen bildet die verwendete Kraftwerksliste. Diese umfasst alle Kraftwerke und Speicher für das gesamte Betrachtungsgebiet im Jahr 2024 (Stand Februar 2024). Damit bildet sie den Ausgangsbestand für die folgenden Berechnungen. Veränderungen in den Folgejahren entstehen durch Zubau und Stilllegungen, wobei bereits bekannte Zubauten oder Stilllegungen berücksichtigt werden.

Für einige Technologien, bspw. für Kohle-Kraftwerke in Deutschland oder Kernkraftwerke in Belgien, gibt es gesetzliche bzw. politische Vorgaben zum Bestand bzw. zu Bestandsveränderungen. Andere Technologien, insbesondere Gaskraftwerke (Erdgas-, H2-ready- und H2-Kraftwerke) und einige Nachfrageflexibilitäten können durch das Modell zugebaut bzw. stillgelegt werden. Für die Kraftwerke und Speicher ist der Ausgangsbestand für Deutschland in Tabelle 1 dargestellt.

Initialer Bestand 2024

	Bestand [GW]
Bidirektionales Laden	0,0
Biomasse	9,3
Braunkohle	14,9
Erdgas GuD	17,3
Erdgas GT	15,6
Laufwasser	4,2
Netzersatzanlagen	2,3
Pumpspeicherkraftwerke	8,7
Sonstige konv. Kraftwerke	7,1
Speicherwasserkraftwerke	1,0
Stationäre Batteriesysteme	1,6
Steinkohle	12,4
Wasserstoff GuD	0,0
Summe	**94,4**

Tabelle 1: Ausgangsbestand der Kraftwerke und Speicher in DE im Jahr 2024 (Quelle: FfE; Stand: 01.02.2024)

1.7 Annahmen zu Nachfrageflexibilitäten

Bei den Annahmen zur Nachfrageflexibilität wird zwischen Technologien unterschieden, die preissensitiv ihre Last eigenständig verringern oder verschieben können. Eine Lastverringerung ist nur in einer begrenzten Anzahl von Stunden im Jahr möglich. Eine Lastverschiebung, also das Vorziehen oder das Nachholen von Verbrauch, ist nur innerhalb eines beschränkenden Verschiebezeitfensters möglich.

Da die Nachfrageflexibilitäten diesen zeitlichen Restriktionen unterliegen und ihr Potential nicht zeitlich konstant ist, lässt sich das Potential der Nachfrageflexibilität zur Lastverschiebung nicht als installierte Leistung pro Jahr darstellen. Es kann Stunden geben, in denen sie viel beitragen können und andere Stunden, in denen sie keinen Beitrag leisten können[22].

1.8 Annahmen zur Entwicklung der Stromhandelskapazitäten

Neben inländischen Erzeugungsanlagen steht der Import zur inländischen Lastdeckung zur Verfügung. Deutschland exportiert Strom, wenn dieser günstiger ist als im Ausland und importiert im umgekehrten Fall. Im Modell wird der grenzüberschreitende Handel durch bilaterale Übertragungskapazitäten (NTC) abgebildet.

[22] Die genaue Parametrierung und Flexibilitätspotentiale sind in Anhang 2, B 13. beschrieben.

Als Datengrundlage für die entsprechenden Stromhandelskapazitäten werden das ERAA 2023[23] und der TYNDP 2022[24] herangezogen[25].

1.9 Annahmen zu den Übertragungsnetzen

Neben der Bewertung der marktseitigen Versorgungssicherheit wird die netzseitige Versorgungssicherheit geprüft. Sie ist gegeben, wenn die Netzinfrastruktur zu jedem Zeitpunkt in der Lage ist, die Energie unter Einhaltung des (n-1)-Standards vom Erzeuger zum Verbraucher zu übertragen.

Grundlage der Netzberechnungen ist das europäischen Übertragungsnetz. Mit Fokus auf die deutsch-luxemburgische Gebotszone wird das Übertragungsnetz in ein Netzmodell übertragen. Dabei werden alle Netzausbauprojekte berücksichtigt, die bis zum 31. Dezember des Vorjahres des jeweiligen Betrachtungsjahrs (z.B. 31.12.2029 für das Betrachtungsjahr 2030) fertiggestellt sein sollen.

Die in Deutschland geplanten Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ) stehen in besonderem Fokus im Hinblick auf den Fortschritt des Netzausbaus. In Konsistenz zu den Prozessen der Netzentwicklung und des sicheren Netzbetriebs, z. B. der Systemanalyse, werden die HGÜs folglich entsprechend der aktuellen Inbetriebnahmedaten abgebildet.

Der witterungsabhängige Freileitungsbetrieb wird in den Netzberechnungen berücksichtigt.

Kraftwerke, die bis auf weiteres infolge einer (genehmigten) Systemrelevanzausweisung gem. § 13b EnWG einem Stilllegungsverbot unterliegen, werden in der Netzreserve vorgehalten. Zum Zeitpunkt der Erstellung des vorliegenden Berichts sind Systemrelevanzausweisungen von Kraftwerken bis Ende März 2031 erfolgt. Diese Anlagen werden für die Betrachtungsjahre 2026 und 2030 als Redispatchpotentiale angenommen. Ebenfalls werden solche Anlagen als Netzreservekraftwerke berücksichtigt, für die insbesondere die Langfristanalyse LA2030[26] der Übertragungsnetzbetreiber aus dem Jahr 2022 auf eine Systemrelevanz hindeutet, die über den gegenwärtigen Ausweisungszeitraum hinaus reicht. Nicht berücksichtigt werden für das Jahr 2030 Anlagen, deren Systemrelevanz nach derzeitigem Kenntnisstand in den kommenden Jahren entfällt bzw. wo mit Inbetriebnahme von derzeit im Bau befindlichen Neuanlagen die Netzreserveanlagen in die endgültige Stilllegung entlassen werden. Da zum Zeitpunkt der Berichtserstellung keine Informationen vorliegen, welche Anlagen über März 2031 hinaus als systemrelevant ausgewiesen werden, werden für das Betrachtungsjahr 2035 keine Netzreservekraftwerke unterstellt.

2. Szenarien und Sensitivitäten

Im VSM24 werden zwei zentrale Referenzszenarien im Sinne von Art. 23 Abs. 5 lit. b) Elektrizitätsbinnenmarktverordnung untersucht: das Zielszenario mit drei Sensitivitäten sowie ein weiteres, auf realitätsnäheren

---

[23] ERRA 2023, im Internet abrufbar unter https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/sdc-documents/ERAA/2023/Net%20Transfer%20Capacities.zip.

[24] TYNDP 2022, im Internet abrufbar unter https://tyndp2022-project-platform.azurewebsites.net/projectsheets/transmission.

[25] Die detaillierte Beschreibung zu den Stromhandelskapazitäten wird in Anhang 2, B.17. dargestellt.

[26] Teilpaket 2 zur Langfristanalyse 2030 (exemplarische quantitative Netzanalyse) der Übertragungsnetzbetreiber, abrufbar unter: https://www.netztransparenz.de/Weitere-Veroeffentlichungen/Studie-zum-beschleunigten-Kohleausstieg-bis-2030.

Annahmen beruhendes Szenario mit zwei Sensitivitäten. Die Eingangsgrößen der Szenarien werden in den Sensitivitäten lediglich um jeweils einen Parameter geändert.

2.1 Zielszenario

Die Parametrierung des Zielszenarios beruht auf den energiewirtschaftlichen und energiepolitischen Zielen Deutschlands unter Berücksichtigung der entsprechenden Zielvorgaben der europäischen Nachbarstaaten. Diese sind zum Teil gesetzlich festgelegt. Darunter fällt für Deutschland z.B. der Ausstieg aus der Kohleverstromung bis spätestens 2038 und der Ausbau der erneuerbaren Energien. Zum Teil sind die Ziele in Leitlinien oder Absichtserklärungen beschrieben, wie zum Beispiel im Koalitionsvertrag. In Bezug auf den Kohleausstieg werden die Vorgaben des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes (KVBG) in der Modellierung berücksichtigt. In den Investitionsrechnungen können sie aber auch aus reinen Kostengründen im Modell vorzeitig stillgelegt werden.

Weiterhin berücksichtigt werden neben dem Netzentwicklungsplan (NEP) Strom 2023-2037/2045[27] inklusive dem dazugehörigen Szenariorahmen auch das Pendant auf europäischer Ebene, der „Ten Year Network Development Plan“ (TYNDP).[28] Der TYNDP bildet die energiepolitischen- und klimapolitischen Ziele der Europäischen Union ("Fit for 55") ab. Ebenso werden die Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland (BMWE Langfristszenarien)[29], der World Energy Outlook (WEO)[30], aktuelle Eurostat-Daten, Daten aus dem European Resource Adequacy Assessment (ERAA)[31], Auswertungen und Analysen der Gutachter der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE) und weitere Quellen herangezogen.

Der Betrachtungszeitraum erstreckt sich über die Jahre 2030 bis 2035. Für diese wird der zukünftige Kapazitätsmix ermittelt. Die Berechnungen der Versorgungssicherheitsindikatoren (VS-Indikatoren) (siehe Kapitel I C 3.2) sowie die Rechnungen zur Beurteilung der netzseitigen Versorgungssicherheit erfolgen für bestimmet Stützjahre.

Da das deutsche Stromnetz zentral in Europa liegt und mit allen Stromnetzen der Nachbarstaaten verbunden ist, hat das europäische Energiesystem einen großen Einfluss auf das deutsche Stromsystem. Daher werden neben Deutschland auch alle für den Stromaustausch relevanten Länder mitbetrachtet. Das Betrachtungsgebiet umfasst 22 Länder[32] in Europa.[33]

---

[27] Netzentwicklungsplan (NEP) Strom 2023-2037/2045, im Internet abrufbar unter: https://www.netzentwicklungsplan.de/nep-aktuell/netzentwicklungsplan-20372045-2023

[28] TYNPP2022, im Internet abrufbar unter: https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/.

[29] BMWE Langfristszenarien, im Internet abrufbar unter: https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/.

[30] WEO, im Internet abrufbar unter: https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023.

[31] ERAA2023, im Internet abrufbar unter: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/sdc-documents/ERAA/2023/Net%20Transfer%20Capacities.zip.

[32] Belgien, Dänemark, Finnland, Frankreich, Großbritannien, Italien, Kroatien, Luxemburg, Niederlande, Norwegen, Österreich, Portugal, Polen, Rumänien, Schweden, Schweiz, Slowakei, Slowenien, Spanien, Tschechien und Ungarn.

[33] Im Folgenden wird "Europa" synonym für dieses Betrachtungsgebiet verwendet.

Abbildung 6: Betrachtungsgebiet VSM 2024

2.2 Sensitivitäten zum Zielszenario

Die ausgewählten Sensitivitäten quantifizieren, welchen Einfluss die erneuerbaren Energien und die Nachfrageflexibilitäten auf das VS-Niveau im Zielszenario haben. Würde die veränderte Parametrierung bereits Eingang in das Investitions- und Einsatzmodell (IIEM) finden, würde sich auch der Kapazitätsmix verändern. Dann wäre es nicht möglich, den Effekt des jeweils variierten Parameters auf das VS-Niveau isoliert zu betrachten.

Ein marktliches Versorgungssicherheitsproblem im Sinne der rechtlichen Grundlagen kann grundsätzlich nur in einem Szenario ermittelt werden, bei dem die Modellkette aus IIEM und Probabilistisches Versorgungssicherheitsmodell (PVSM) vollständig durchlaufen wird und der Markt entsprechend auf eine Parameteränderung reagieren kann. Der Zweck der VS-Sensitivitäten ist zunächst das Quantifizieren von Einflussgrößen auf das VS-Niveau. Die beiden **VS-Sensitivitäten**, die nur mit dem PVSM gerechnet werden, zeigen aber, dass ein **Versorgungssicherheitsproblem eintreten kann, wenn aus dem Markt heraus nicht rechtzeitig auf Veränderungen bzw. Verzögerungen reagiert wird.**

Sensitivität: Verzögerter EE-Ausbau in Deutschland

Für die Sensitivität "Verzögerter EE-Ausbau in Deutschland" wird angenommen, dass sich der Ausbau der EE-Anlagen in Deutschland um zwei Jahre verzögert. Hierzu werden in den Modellrechnungen für das Berechnungsjahr 2030 bspw. die Einspeisezeitreihen der Wind- und PV-Anlagen des Jahres 2028 verwendet. Die restlichen Annahmen sind identisch zu denen des Zielszenarios.

Sensitivität: Verringerte Nachfrageflexibilität in Deutschland

Für die Sensitivität "Verringerte Nachfrageflexibilität in Deutschland" (NFlex-Sensitivität) wird angenommen, dass das Potential der Nachfrageflexibilitäten in Deutschland deutlich geringer ist als im Zielszenario. Das bedeutet, dass das stündliche Lastsenkungs- und -erhöhungspotential im Modell auf 20 % der Werte des Zielszenarios reduziert wird. Dabei ist zu beachten, dass ein Teil der Nachfrageflexibilität bereits zu einem gewissen Grad in den Zeitreihen mit den Lastgängen abgebildet ist. Die Lastgänge sind über das Jahr nicht konstant, sondern orientieren sich bereits an der EE-Erzeugung. Insgesamt wird damit die Gesamtflexibilität verglichen mit den Annahmen des Zielszenarios ungefähr halbiert. Die restlichen Annahmen sind identisch zu denen des Zielszenarios.

Sensitivität: Kraftwerkspark ohne Kraftwerksstrategie

In einer weiteren Sensitivität wird mit dem IIEM der Kraftwerkspark berechnet ohne, dass die Kapazitäten der Kraftwerksstrategie vorgegeben werden. Der Zubau von Gaskraftwerken erfolgt dadurch dann rein modellgetrieben.

2.3 Szenario "Verzögerte Energiewende"

Aufgrund der Möglichkeit, dass bestimmte Verzögerungen bei der Erreichung der Ziele des Zielszenarios nicht ausgeschlossen sind, wird in diesem zweiten Szenario untersucht, wie die Strommarktakteure auf bestimmte Verzögerungen reagieren würden. Es wird berechnet, ob und welche Folgen Verzögerungen auf den resultierenden Kapazitätsmix und folglich die Versorgungssicherheit haben könnten, um so wesentliche Faktoren zur Erreichung der Ziele identifizieren zu können. Im Szenario "Verzögerte Energiewende" (VE-Szenario) wird u.a. angenommen, dass sich im Unterschied zum Zielszenario verschiedene Entwicklungen in Europa und Deutschland um zwei Jahre verzögern.[34]

Für das VE-Szenario werden die folgenden Annahmen abweichend zum Zielszenario zugrunde gelegt:

1. der EE-Ausbau (PV und Wind) in Europa verzögert sich um zwei Jahre,
2. der Hochlauf neuer Verbraucher (Elektroautos, Power-to-Gas, Power-to-Heat) verzögert sich um zwei Jahre,
3. die Flexibilität der neuen Verbraucher verringert sich um ca. die Hälfte ggü. dem Zielszenario,
4. die Realisierungszeit für Gaskraftwerke verlängert sich um zwei Jahre, so dass ab dem Jahr 2030 Anlagen mit Gasturbine und ab dem Jahr 2031 Anlagen mit Gas- und Dampfturbine zugebaut werden können,

[34] Siehe Anhang 2 Kapitel A 2.

5. die Kraftwerksstrategie des BMWE wird mit 7 GW statt 10,5 GW angenommen,
6. die Inbetriebnahme der geplanten Interkonnektoren verzögert sich um zwei Jahre (inkl. des Wegfalls der Hansa-Power-Bridge 1) und
7. Steinkohlekraftwerke können vom Modell ab dem Jahr 2027 stillgelegt werden, Braunkohlekraftwerke ab dem Jahr 2030. Für Braunkohlekraftwerke werden darüber hinaus bis einschließlich zum Jahr 2030 geringere CO_2-Kosten angenommen.

2.4 Sensitivität zum VE-Szenario

Sensitivität: Kraftwerkspark ohne Kraftwerksstrategie

In einer Sensitivität wird mit dem IIEM der Kraftwerkspark berechnet ohne, dass die Kapazitäten der Kraftwerksstrategie vorgegeben werden. Der Zubau von Gaskraftwerken erfolgt dadurch dann rein modellgetrieben.

Übersicht Szenarien und Sensitivitäten

Szenario	Zielszenario	VE-Szenario
Sensitivität 1	Verzögerter EE-Ausbau (DE)	Kraftwerkspark ohne Kraftwerksstrategie
Sensitivität 2	Verringerte Nachfrageflex. (DE)	
Sensitivität 3	Kraftwerkspark ohne Kraftwerksstrategie	

Tabelle 2: Übersicht zu den berechneten Szenarien und Sensitivitäten

3. Methodik

Für die marktseitige und netzseitige Modellierung der Versorgungssicherheit wird eine Modellkette genutzt, die in Abbildung 7 dargestellt ist[35].

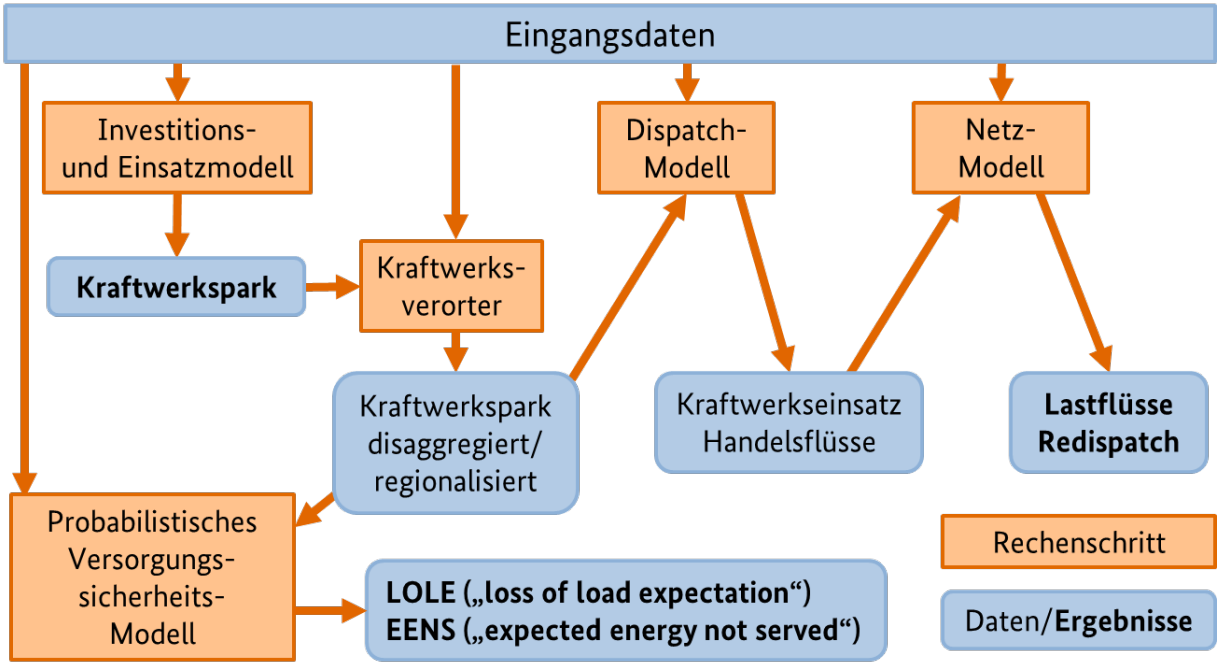


Abbildung 7: Übersicht Modellkette

Nachfolgend wird ein kurzer Überblick über die wesentlichen Schritte der Modellkette gegeben.

3.1 Ermittlung des zukünftigen Kraftwerksparks

Ausgangspunkt der Untersuchung der marktseitigen Versorgungssicherheit ist eine Prognose über den künftigen Kraftwerkspark. Diese Prognose wird mit einem Berechnungsprogramm durchgeführt, dem IIEM. Dieses Programm simuliert das Investitionsverhalten von Betreibern von Kraftwerken und Flexibilitäten in den jeweils untersuchten Szenarien. Die Simulation des Investitionsverhaltens erfolgt unter der Bedingung, dass die Nachfrage nach Strom und Kraft-Wärme-Kopplungs-Wärme (KWK-Wärme) volkswirtschaftlich so günstig wie möglich gedeckt werden kann (Kostenoptimierung). Das Modell liefert damit unter Berücksichtigung aller Annahmen und den notwendigen Vereinfachungen den kostenoptimalen Kraftwerks- und Anlagenpark im Betrachtungszeitraum. Betrachtet wird im Modell der Zeitraum von 2025 bis 2040, um auch Investitionen am Ende des Betrachtungszeitraums bis 2035 berechnen zu können.

Das Modell geht von einer vereinfachten Funktionsweise des Stromhandels aus, da eine Abbildung der gesamten Stromhandelsaktivitäten in Europa aus Gründen der Komplexität nicht möglich ist. Das Berechnungsmodell integriert alle Strommärkte mit ihren unterschiedlichen Handelszeiträumen und führt diese in einem

[35] Die einzelnen Modelle und ihre Methodik sind detailliert in Anhang 4 beschrieben.

Markt mit stündlicher Auflösung zusammen. Dies entspräche in der Realität einem Spotmarkt mit einer stündlichen Stromauktion zum Zeitpunkt der Stromlieferung.

Die modelltechnische Zusammenfassung der gesamten Marktaktivitäten auf einen stündlichen Stromhandel zum Lieferzeitpunkt heißt, dass die Anlagenbetreiber ihre Erlöse über ein Stundenprodukt erzielen. Das bedeutet, im Modell können sich die Kraftwerke ausschließlich über diese stündlichen gebildeten Preise refinanzieren. Preisspitzen, die in einzelnen Stunden auftreten, sind im Modell von zentraler Bedeutung für die Kraftwerksbetreiber, um Deckungsbeiträge zu erzielen. Tatsächlich erfolgt die Refinanzierung von Kraftwerksinvestitionen jedoch üblicherweise nicht nur über die Teilnahme am Spotmarkt (Day-Ahead- und Intraday-Markt). Stattdessen erzielen die Betreiber in der Realität ihre Erlöse auch über den Verkauf von Strom in langfristigen Verträgen bzw. im Terminhandel oder am Regeleistungsmarkt.

3.2 Berechnung der Versorgungssicherheitsindikatoren LOLE und EENS

Aufbauend auf den Ergebnissen des IIEM werden die VS-Indikatoren LOLE und EENS ermittelt. Hierzu wird der Kraftwerkspark übernommen und in einzelne Kraftwerksblöcke aufgeteilt. Das PVSM prüft, ob der blockscharfe Kraftwerkspark in der Lage ist, die Residuallast zu decken, wenn sowohl das Wetter als auch die Kraftwerksnichtverfügbarkeiten variiert werden.[36]

Neben den 20 Wetterjahren (1998 - 2017), die alle mit einer unterschiedlichen Einspeisung aus Wind- und PV-Anlagen sowie Last einhergehen, werden im PVSM auch die Kraftwerksnichtverfügbarkeiten variiert. Im IIEM werden je Technologie durchschnittliche Nichtverfügbarkeiten unterstellt, die aus historischen Kraftwerksausfällen abgeleitet wurden[37]. In der Realität kann es jedoch vorkommen, dass Kraftwerke zu anderen Zeiten und mit anderen Häufigkeiten ausfallen, als es historisch der Fall war. Deshalb werden sogenannte Ausfalljahre erstellt[38]. Ein Ausfalljahr ist dadurch charakterisiert, dass für jeden Kraftwerksblock ein zufällig ausgewähltes Verfügbarkeitsprofil hinterlegt wird. Insgesamt werden 200 Ausfalljahre erstellt, die sich alle in der verfügbaren Leistung der Kraftwerke unterscheiden.

Für jedes Berechnungsjahr werden im Rahmen der Versorgungssicherheitsberechnungen alle Kombinationen aus Wetter- und Ausfalljahr unterstellt und somit für 4.000 (= 20 x 200) verschiedene Möglichkeiten geprüft, ob der Kraftwerkspark die Residuallast decken kann. Die VS-Indikatoren LOLE [h/a] bzw. EENS [GWh/a] entsprechen dann der durchschnittlichen Anzahl an Stunden, in denen die Last nicht vollständig gedeckt werden kann bzw. der damit korrespondierenden nicht gedeckten Energiemenge.

3.3 Lastfluss- und Redispatchberechnungen

Die Bewertung der netzseitigen Versorgungssicherheit erfolgt auf Basis der Ergebnisse aus dem IIEM und deren Aufbereitung in weiteren Modellen (Kraftwerksverorter, Dispatchmodell, Netzmodell). Die Aufbereitung besteht aus der Zurückführung der aufsummierten Kraftwerkskapazitäten in blockscharfe Kraftwerke und deren regionale Verteilung. Anschließend werden stundenscharfe Einsatzzeitreihen berechnet und abschließend die Lastflüsse und der notwendige Redispatchbedarf bestimmt.

---

[36] Die Methodik ist detailliert in Anhang 2 III beschrieben.

[37] Siehe Anhang 2, B 19.

[38] Siehe Anhang 2, B 19.

3.3.1 Aufteilung und Verortung der Kraftwerkleistung

Die Aufteilung und die Verortung der Kraftwerksleistung bauen auf den Ergebnissen des IIEM auf. Diese muss in blockscharfe jährliche Kraftwerkslisten umgewandelt werden, wobei Stilllegungen und Zubauten berücksichtigt werden. Hierbei werden gängige Kraftwerksgrößen (im Durchschnitt 270 MW) und Kraftwerksparameter für die gebildeten Kraftwerke angenommen. Diese Kraftwerke werden danach Standorten und anschließend den dort befindlichen Netzverknüpfungspunkten zugeordnet[39].

3.3.2 Dispatchmodell

Das Dispatchmodell (DPM) ist wie das IIEM ein mathematisches Optimierungsmodell mit Systemkostenoptimierung. Das bedeutet, dass für den gesamten Strommarkt die kostengünstigste Lösung für die Deckung des Strombedarfes berechnet wird. Das Ergebnis dieses Modells sind stundenscharfe Einsatzzeitreihen aller Teilnehmer am Strommarkt (z.B. von EE-Anlagen, Flexibilitäten etc.). Im Gegensatz zum IIEM berechnet das DPM nur Stützjahre. Die Einsatzzeitreihen werden anschließend für die Netzmodellierung aufbereitet. Diese Aufbereitung stellt netzknoten- und anlagenscharf aufgelöste Angaben zu Last und Einspeisung und damit jeweils eine konkrete Marktsituation dar.[40]

3.3.3 Lastfluss- und Redispatchberechnungen

Für jede dieser erstellten stündlichen Marktsituationen, die sog. Netznutzungsfälle, wird eine Lastflussberechnung durchgeführt, die Auskunft über die Auslastung der einzelnen Netzbetriebsmittel gibt. Berechnet werden die Auslastungen der Leitungen im Übertragungsnetz, also auf der 220 kV- sowie der 380 kV-Ebene. Die Verteilnetze sind nicht im Fokus dieses Berichts. Das Ergebnis der Lastflussberechnung ist die prozentuale Auslastung jedes Netzelements in jeder Stunde des Betrachtungsjahres.

Nach der Lastflussrechnung wird anschließend gemäß den Planungsgrundsätzen[41] der Übertragungsnetzbetreiber das (n-1)-Kriterium geprüft. Dabei wird jeweils der Ausfall eines einzelnen Netzelementes unterstellt (sog. (n-1)-Fall). Dieser Ausfall darf zu keinen weiteren Ausfällen im Netz führen. In der Ausfallrechnung wird für jeden Netznutzungsfall eines betrachteten Jahres eine Aussage über die höchsten zu erwartenden Netzbelastungen in Abhängigkeit von der Einspeise- und Lastsituation sowie des Ausfalls eines einzelnen Netzelementes getroffen. Gemessen an der resultierenden (n-1)-Belastung wird für jedes Netzelement der jeweils kritischste Ausfall eines (anderen) Netzbetriebsmittels betrachtet. Diese Auswertung ermöglicht ein detailliertes Bild über die Engpasssituation im deutschen Übertragungsnetz.

Die darauffolgenden Redispatchrechnungen haben zum Ziel, den engpassfreien Betrieb des Netzes zu ermöglichen. Dabei werden die Einspeisungen von konventionellen und erneuerbaren Erzeugungsanlagen derart angepasst, dass keine Leitung über ihre technisch zulässige Grenze hinaus ausgelastet und gleichzeitig die gesamte Nachfrage gedeckt wird. Das gilt sowohl im Grundlastfall als auch in einer (n-1)-Ausfallsituation. Ziel

[39] Weitere und detaillierte Informationen zu der Disaggregation und Verortung von Kraftwerkskapazitäten werden in Anhang 4 erläutert.

[40] Die ausführliche Beschreibung des DPM ist im Anhang 4 zu finden.

[41] Grundsätze für die Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes, Kapitel 3, 50 Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Stand Juli 2022, im Internet abrufbar unter https://www.transnetbw.de/_Resources/Persistent/7/f/a/3/7fa3c35efc566bcbc65a44357769a3e7c1ab5f7b/2022-07-04-09-38-18-32-1.pdf.

der Redispatchoptimierung ist, die Leitungsüberlastungen so zu beheben, dass jede Leitung bei jeder möglichen Ausfallsituation weiterhin eine Auslastung von maximal 100 % aufweist.

D Zentrale Ergebnisse des Zielszenarios

1. Ergebnisse zur marktseitigen Versorgungssicherheit

Die Bundesnetzagentur hat ausgehend vom Kraftwerkspark des Jahres 2024 analysiert, wie sich unter den angenommenen Zielvorgaben, insbesondere zum EE-Zubau und dem Aufwuchs von Flexibilitäten, die steuerbaren Kapazitäten weiterentwickeln würden. Im Bericht wird die langfristige Perspektive der Versorgungssicherheit ab dem Jahr 2030 dargestellt, um rechtzeitige Handlungsempfehlungen zu ermöglichen, deren Umsetzung praktisch realistisch ist. Anschließend zielt die Betrachtung darauf, zu ermitteln, welches Versorgungssicherheitsniveau sich für die Betrachtungsjahre bis 2035 ergibt. Die Sensitivitäten untersuchen anschließend, welche Auswirkungen einzelne Parameter auf die Versorgungssicherheitsindikatoren haben (siehe Kapitel C2).

Die Entwicklung der steuerbaren Kapazitäten ist nicht nur von den EE-Zubauzahlen, dem Stromverbrauch, usw. abhängig, sondern auch von dem ausgewählten durchschnittlichen Wetterjahr. Die Wahl des Wetterjahres hat somit einen direkten Einfluss auf die berechneten, zu erwartenden Erzeugungsmengen der EE-Anlagen, sowie auf die Höhe der Nachfrage. Die Erwartungshaltung bzgl. der Entwicklung beider Parameter, also der Erzeugung aus Wind und Sonne sowie der Nachfrage, ergeben die Höhe der residualen Last, die durch steuerbare Kapazitäten gedeckt werden muss. Die Bundesetzagentur hat sich für das Wetterjahr 2002 entschieden, weil es sich um ein relativ durchschnittliches Jahr handelt.

Die Modellergebnisse des Zielszenarios zeigen, dass die Versorgungssicherheit am Strommarkt unter den getroffenen Annahmen nur gewährleistet werden kann, wenn die gesetzten Ziele fristgerecht erreicht werden. Insbesondere, müssen sich die Investitionen in den Kraftwerkspark realisieren, die sich als Modellergebnis einstellen und die Möglichkeiten zur Flexibilisierung des Stromverbrauchs deutlich erweitert werden. Die durchgeführten Sensitivitätsrechnungen machen darüber hinaus deutlich, dass insbesondere den Nachfrageflexibilitäten in den Stunden mit hoher Residuallast eine wichtige Rolle im Stromsystem zukommt.

Nachfolgend werden die wesentlichen Modellergebnisse des Zielszenarios und der Sensitivitäten für Deutschland beschrieben und bewertet.

1.1 Entwicklung der steuerbaren Kapazitäten

In Abbildung 8 ist die Entwicklung der Erzeugungskapazitäten und Flexibilitäten in Deutschland in den Jahren 2030 bis 2035 im Zielszenario dargestellt. Für die Photovoltaik (PV)- und Windenergieanlagen, die Kraftwerke und (als Teil der Flexibilitäten) die Speicher ist die installierte Leistung[42] abgebildet. Für die Nachfrageflexibilitäten, dem anderen Teil der Flexibilitäten, wird die maximale Leistung zur Lastreduktion zu Grunde gelegt, die irgendwann im Jahr auftreten kann.

[42] Leistungs- und Energiewerte sind grundsätzlich als Nettowert angegeben und bezeichnen die elektrische Leistung bzw. Energie. Darum wird zwecks Effizienz auf diese Zusätze im Weiteren verzichtet. Wenn dem nicht so ist, dann ist das explizit angegeben.

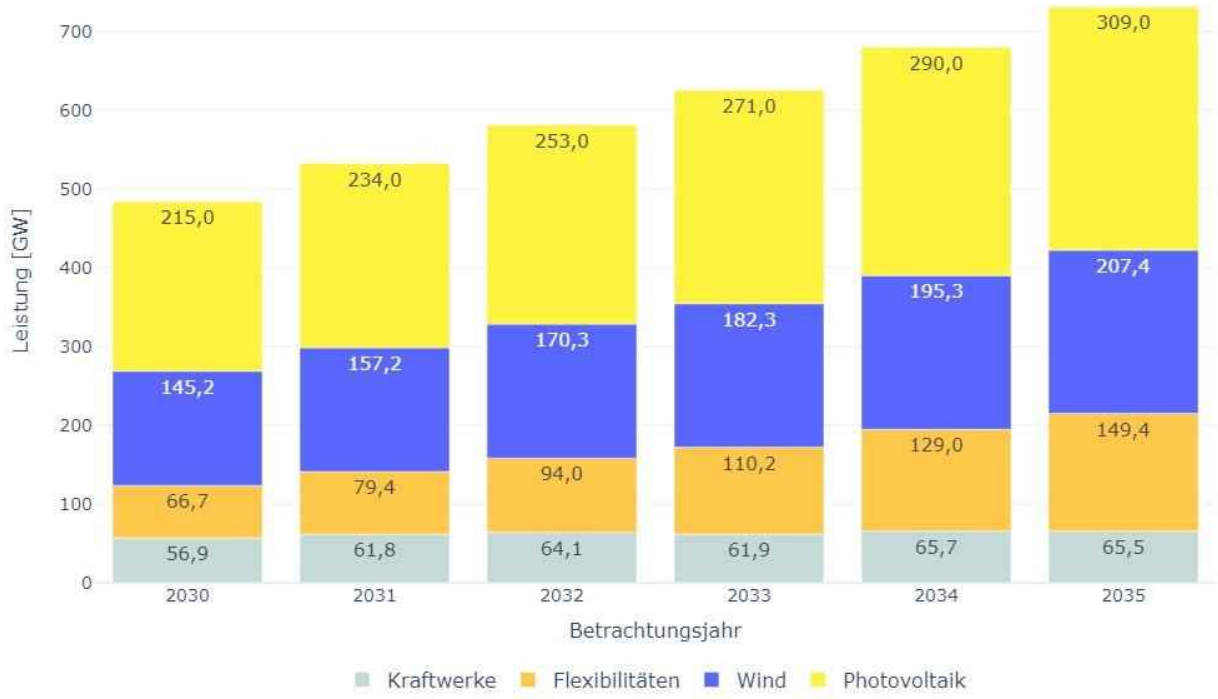


Abbildung 8: Entwicklung der Kraftwerke, der Flexibilitäten sowie Windenergie- und PV-Anlagen in Deutschland im Zielszenario

Die installierte Leistung der PV- und Windenergieanlagen nimmt in den kommenden Jahren deutlich zu. Ebenso sind die Zuwächse bei den Flexibilitäten erkennbar. Beide Entwicklungen beruhen weitestgehend auf den politischen und damit exogenen Vorgaben des Zielszenarios. Trotz der deutlichen Zuwächse bei den Flexibilitäten verbleibt ein Sockel an Kraftwerken, der sich modellendogen über die Jahre sogar leicht vergrößert. Der Grund dafür ist, dass der Strombedarf infolge der Annahmen zur sektorübergreifenden Elektrifizierung (Sektorenkopplung) stark ansteigt (siehe Abschnitt B 10 in Anhang 2) und somit zusätzliche Kraftwerksleistung wirtschaftlich rentabel ist.

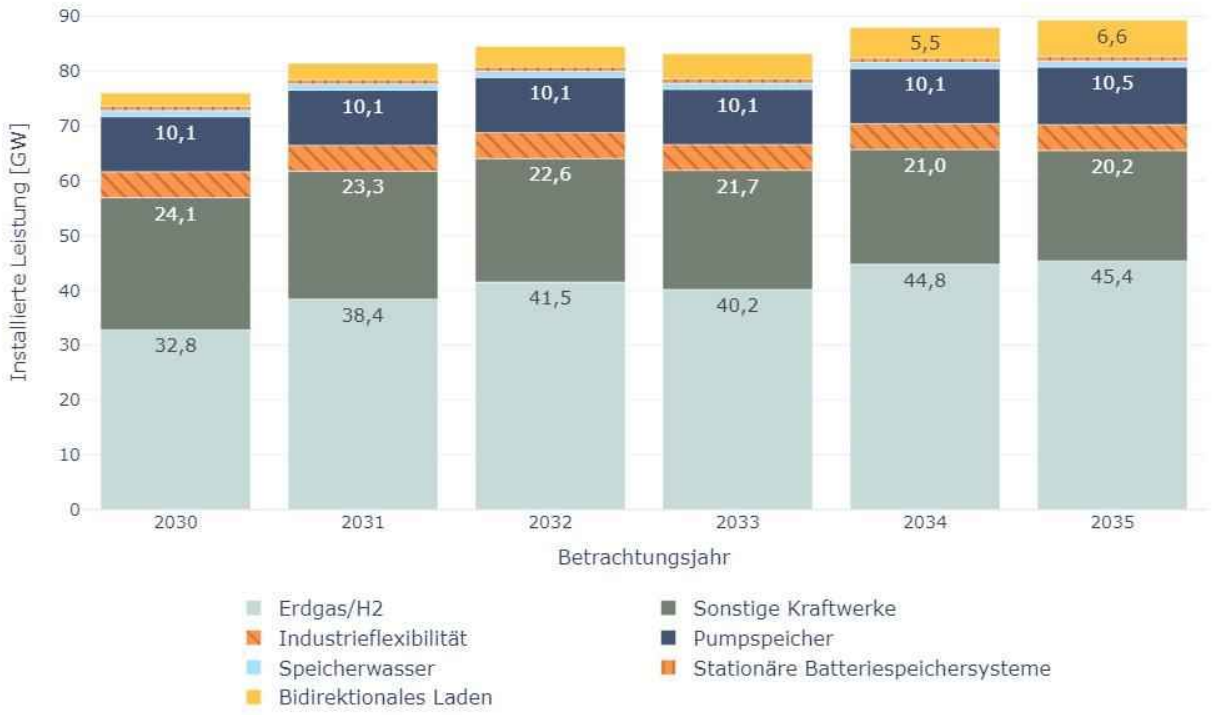


Abbildung 9: Entwicklung der steuerbaren Kapazitäten in Deutschland im Zielszenario

Abbildung 9 zeigt die Entwicklung der steuerbaren Kapazitäten in Deutschland. Die steuerbaren Kapazitäten setzen sich zum Großteil aus Kraftwerken, insbesondere Gaskraftwerken, zusammen. Speicher und Industrieflexibilitäten machen zwischen einem Viertel und einem Drittel der installierten Leistung aus. Insgesamt steigt die installierte Leistung steuerbarer Kapazitäten in den betrachteten Jahren von 76 GW auf knapp unter 90 GW. Besonders der Zubau von Gaskraftwerken ist hierfür verantwortlich, während die installierte Leistung sonstiger Kraftwerke (Abfall, Bioenergie, Kuppelgas, Laufwasser, Netzersatzanlagen, Öl und Sonstige) abnehmend ist. Die Industrieflexibilitäten bleiben mit 4,7 GW auf einem konstanten Niveau. Bei den Speichertechnologien ist der annahmegetriebene Aufwuchs beim bidirektionalen Laden zu erkennen.

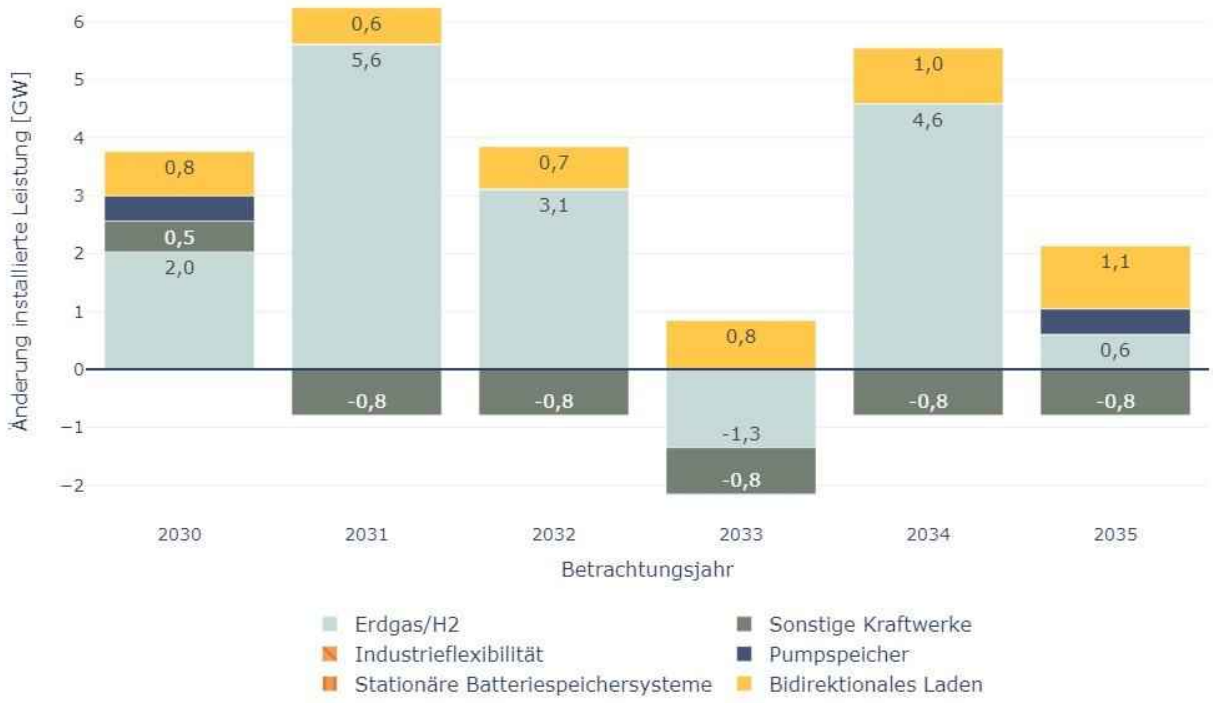


Abbildung 10: Kapazitätsveränderungen ggü. des jeweiligen Vorjahres in Deutschland im Zielszenario

In Abbildung 10 werden die jährlichen Veränderungen der Kapazitäten abgebildet. Die Veränderung bezieht sich jeweils auf das Vorjahr. Im Zielszenario[43] werden die Vorgaben des KVBG zum Kohleausstieg berücksichtigt. Kohlekraftwerke können aber auch vorher stillgelegt werden, wenn sich ihr Betrieb kostenseitig nicht mehr lohnt. Eine Stilllegung der marktlich nicht mehr rentablen Kohlekraftwerke würde modellseitig nur durch mit hohen Kosten verbundene Unterdeckungen unterbunden oder verzögert (siehe Anhang 2 - Annahmen). Relevant für die Rentabilität der Kohlekraftwerke ist auch der annahmegemäße Rückgang der KWK-Wärmenachfrage von Industrie und Fernwärme im Modell, der zunehmend durch andere Quellen (z.B. Power-to-Heat) bedient wird. Für Deutschland folgt daraus, dass im Zielszenario bis zum Jahr 2030 im Modell alle Kohlekraftwerke stillgelegt werden (siehe Abbildung 10).

Die Kohlekraftwerke stehen dabei in den Jahren bis 2030 wirtschaftlich sehr unter Druck. Zu diesem Ergebnis kommt bereits der "Erste[r] Projektbericht zu Definition und Monitoring der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten"[44] im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie im Jahr 2019.

[43] Im VE-Szenario wird derselbe Ausstiegspfad angenommen. Stilllegungen von Kohlekraftwerken sind jedoch nicht unmittelbar möglich (Siehe IC2.3).

[44] Definition und Monitoring der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten, Erster Projektbericht, r2b energy consulting GmbH, Consentec GmbH, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, TEP Energy GmbH, im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, 23. Januar 2019, im Internet abrufbar unter https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/definition-und-monitoring-der-versorgungssicherheit-an-den-europaeischen-strommaerkten.html.

Dort zeigte sich, dass vor allem Steinkohlekraftwerke deutlich früher aus dem Markt ausscheiden als vorgegeben. Auch das "Gutachten für den Monitoringbericht 2022 zur Versorgungssicherheit mit Strom gem. § 63 EnWG-E"[45] kommt zu dem Ergebnis, dass in den kommenden Jahren Kapazitäten aufgrund von ökonomischem Wettbewerb abgebaut werden. In diesem Gutachten werden allerdings vor allem GuD-Anlagen und offene Gasturbinen abgebaut, da im Gegensatz zum vorliegenden Bericht u.a. die variablen Kosten von Gaskraftwerken höher angenommen werden als diejenigen der Steinkohleanlagen. Der belgische Übertragungsnetzbetreiber ELIA kommt in seinem Bericht "Adequacy and Flexibility Study for Belgium 2022 - 2032"[46] von 2021 ebenfalls zu dem Schluss, dass die Rentabilität von Kohlekraftwerken aufgrund von geplanten Stilllegungen und einem steigenden Anteil an erneuerbaren Energien erheblich unter Druck kommt. Infolgedessen könnten Anlagen früher als von den nationalen Plänen vorgesehen stillgelegt werden. Der ELIA-Bericht verweist dabei auf eine von BloombergNEF durchgeführte Analyse, die zeigt, dass wegen wirtschaftlicher Gründe europaweit bis 2030 mehr als 20 GW Kohlekapazität früher als durch nationale Ziele vorgegeben stillgelegt werden könnten.

Die Zusammenschau dieser Erkenntnisse zeigt, dass sich insbesondere Kohlekraftwerke in einer herausfordernden marktlichen Umgebung befinden. Ein Kohleausstieg früher als politisch vorgegeben und geplant scheint daher ökonomisch gesehen nicht ausgeschlossen und entsprechende Überlegungen bezüglich der daraus folgenden marktlichen und netzseitigen Konsequenzen angebracht.

Speicher als Teil der Flexibilitäten nehmen bis zum Jahr 2035 zu, was vor allem auf die Annahmen zum bidirektionalen Laden zurückgeht, das wie ein Speicher wirkt. Es sind bis zum Jahr 2035 die Investitionen in die Gaskapazitäten zu erkennen, zunächst hauptsächlich annahmegemäß aus der Kraftwerksstrategie ab dem Jahr 2032 dann aus dem Modell heraus.

[45] Gutachten für den Monitoringbericht 2022 zur Versorgungssicherheit mit Strom gem. § 63 EnWG-E, Consentec GmbH, im Auftrag der Bundesnetzagentur, 30. Januar 2023, im Internet abrufbar unter BMWE - Gutachten für den Monitoringbericht 2022 zur Versorgungssicherheit mit Strom gem. § 63 EnWG-E.

[46] Adequacy and Flexibility Study for Belgium 2022-2032, Elia Group, Juni 2021, im Internet abrufbar unter https://www.elia.be/en/press/2021/06/20210625_elia-publishes-its-adequacy-and-flexibility-study-for-the-period-2022-2032.

Abbildung 11: Installierte Leistung der Kraftwerke in Deutschland im Zielszenario

Mit Blick auf die installierte Leistung steigt der Kraftwerksbestand in den Jahren nach 2030 bis zum Jahr 2035 an. Dieser Anstieg beruht zu Beginn größtenteils auf der exogen vorgegebenen Kraftwerksstrategie.[47] Ab dem Jahr 2031 zeigt sich aus dem Modell heraus (modellendogen), dass ein starker Zubau von Erdgas-Gasturbinen-Kraftwerken (Erdgas GT) benötigt wird. Ausgehend vom Bestand des Jahres 2024 in Höhe von 32,9 GW Gaskraftwerke (GT und GuD) werden in Deutschland bis einschließlich 2035 im Modell brutto 22,4 GW Gaskraftwerke[48] gebaut.

Davon kommen im Zielszenario etwa die Hälfte (10,5 GW) aus der Kraftwerksstrategie, die im Modell als gesetzt unterstellt wird. Vom Bruttozubau entfallen 13,4 GW Kraftwerksleistung auf Erdgas-GT-Kraftwerke. Abzüglich der zwischenzeitlichen Stilllegungen liegt der (Netto-)Zubau bis zum Jahr 2035 bei insgesamt 12,5 GW. Daneben werden vom Modell über die Jahre bis 2030 auch Netzersatzanlagen erschlossen. Dabei handelt es sich um Notstromaggregate, die für wenige Stunden im Jahr Strom liefern könnten. Ab dem Jahr 2030 wird das dann verfügbare Potential in Höhe von 4,1 GW im Modell vollständig erschlossen. Die Modellergebnisse zeigen, dass sie im niedrigen bis mittleren zweistelligen Stundenbereich Strom liefern und so die absoluten Stromspitzen decken können. Die Erschließung der Netzersatzanlagen ist mit Unsicherheiten besetzt, auch wenn diese Anlagen schon bestehen und für die Teilnahme am Strommarkt nur aktiviert werden müssten. Die Annahmen zu den Netzersatzanlagen beruhen u. a. auf den Ergebnissen der Studie „Stromdesign der Zukunft“ im Auftrag des Umweltbundesamtes.[49] Darin wurde ermittelt, dass Netzersatzanlagen typischerweise

[47] Vgl. Anhang 2, B 12.

[48] Inkl. 500 MW H2-Kraftwerke aus der Kraftwerksstrategie.

[49] Vgl. Umweltbundesamt (2016): Strommarkdesign der Zukunft 2015, im Internet abrufbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate_change_20_2015_strommarktdesign_der_zukunft_0.pdf.

eine Größe von 300 kW bis 2.500 kW haben. Grundsätzlich wird von einer größeren Kapazität von Netzersatzanlagen in Deutschland ausgegangen als die angenommenen 4,1 GW, die damit eine konservative Abschätzung bedeuten.

Wenn die Kapazitäten für die Kraftwerksstrategie nicht vorgegeben werden, gibt es zwar Verschiebungen innerhalb der Gastechnologien hin zu mehr Gasturbinen statt GuD-Anlagen, aber in Summe verändern sich die Werte für die installierte Leistung der Gaskraftwerke kaum (Abbildung 12).

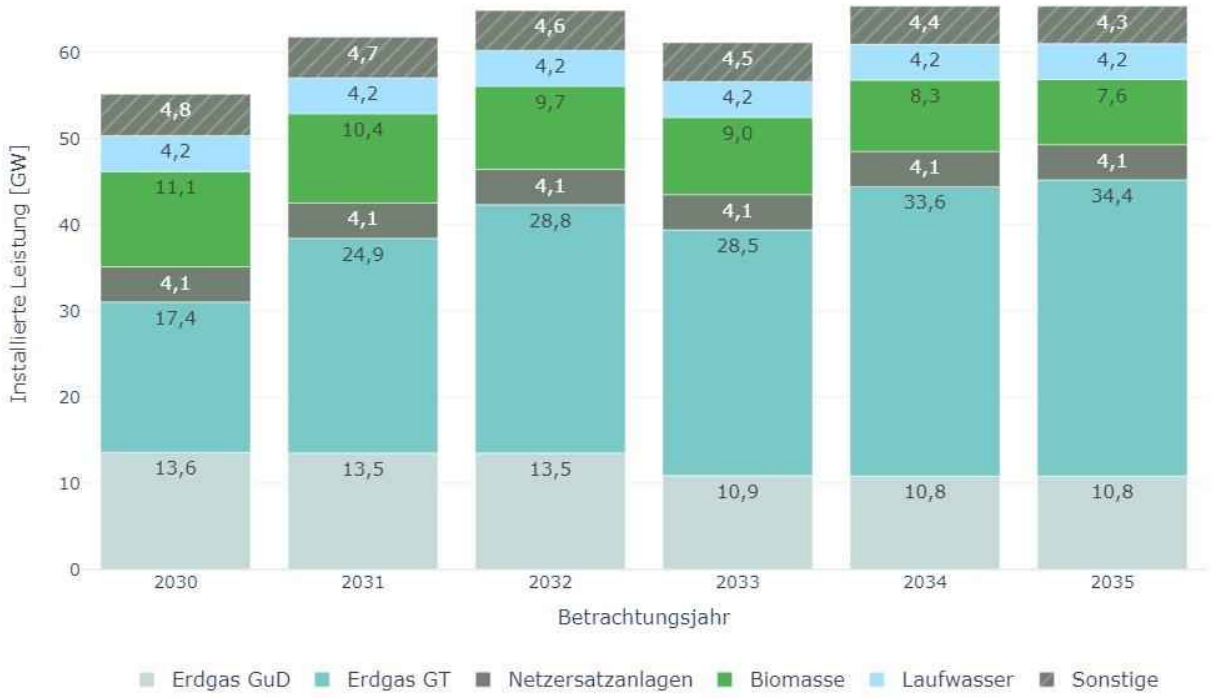


Abbildung 12: Installierte Leistung der Kraftwerke in Deutschland im Zielszenario ohne Kraftwerksstrategie

So beträgt der Unterschied der Summe aus Erdgas GuD-, GT- und H2-Kraftwerken im Jahr 2035 zwischen den Berechnungen mit und ohne Kraftwerksstrategie 168 MW. Deutlich wird, dass sich die Zusammensetzung in Richtung der Gasturbinen verschiebt. Auch zeigt sich eine zeitliche Verschiebung in Summe von ca. 1,8 GW Zubau im Jahr 2030, der sich ohne Vorgaben erst ein Jahr später realisiert.

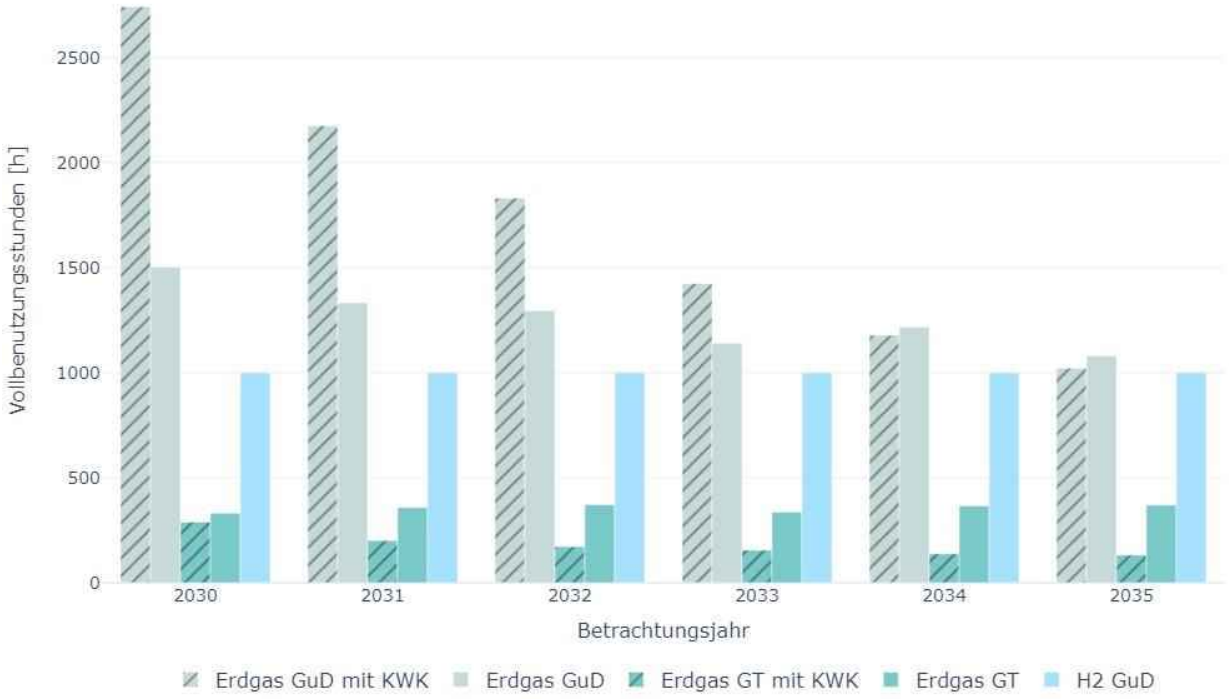


Abbildung 13: Vollbenutzungsstunden für Gaskraftwerke in Deutschland im Zielszenario

Bei gleichzeitigem Anstieg der erzeugten Energiemenge aus EE-Anlagen, sowie der Flexibilisierung der neuen Verbraucher, werden Kraftwerke immer seltener zur Lastdeckung benötigt. Abbildung 13 zeigt, dass die Vollbenutzungsstunden der Erdgastechnologien kontinuierlich zurückgehen.

Durch den Anstieg der EE-Erzeugungsmengen besteht zwar in immer weniger Stunden Bedarf nach steuerbarer Kapazität, in diesen Stunden bedarf es aber viel Leistung, um die (steigende) Last zu decken. Die Anlagen mit offener Gasturbine haben im Vergleich zu den Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerken (GuD-Kraftwerk) nochmal weniger Volllastbenutzungsstunden, was ihren Charakter als absolute Spitzenlastkraftwerke erkennen lässt.

1.2 Entwicklung der Nachfrageflexibilitäten und Speicher

Neben den Kraftwerken sind preissensitive Nachfrageflexibilitäten und Speicher wesentliche Bausteine des zukünftigen Stromsystems.

In Abbildung 14 ist die verfügbare Leistung der Nachfrageflexibilitäten inklusive Heimspeichersysteme im Zeitpunkt der Jahreshöchstresiduallast dargestellt. Die Werte beruhen bis auf die der Industrie auf exogenen Annahmen. Die Verfügbarkeit in einem bestimmten Zeitpunkt hängt aber auch von der Modelloptimierung ab; je nachdem wie die Residuallast vor und nach dem Zeitpunkt aussieht. Da Nachfrageflexibilitäten nicht zu jeder Zeit gleich viel Leistung bereitstellen können, wird mit dem Zeitpunkt der Jahreshöchstresiduallast die Stunde gewählt, in dem die Last nach Abzug von PV- und Windeinspeisung am höchsten ist. In diesem Zeitpunkt kommt dem Einsatz der Nachfrageflexibilitäten besondere Bedeutung zu.

Abbildung 14: Verfügbare Leistung der Nachfrageflexibilitäten im Zeitpunkt der Jahreshöchstresiduallast in Deutschland im Zielszenario

In Abbildung 14 ist die annahmegemäße starke Steigerung der Nachfrageflexibilitäten im Zielszenario ersichtlich. Sie steigt von ca. 29,8 GW im Jahr 2030 auf ca. 79 GW im Jahr 2035.

In Abbildung 15 ist die Lastreduktion im Zeitpunkt der Jahreshöchstresiduallast über die Jahre dargestellt. Daneben sind auch die maximale Lastreduktion und maximale Lasterhöhung in den jeweiligen Jahren abgebildet.

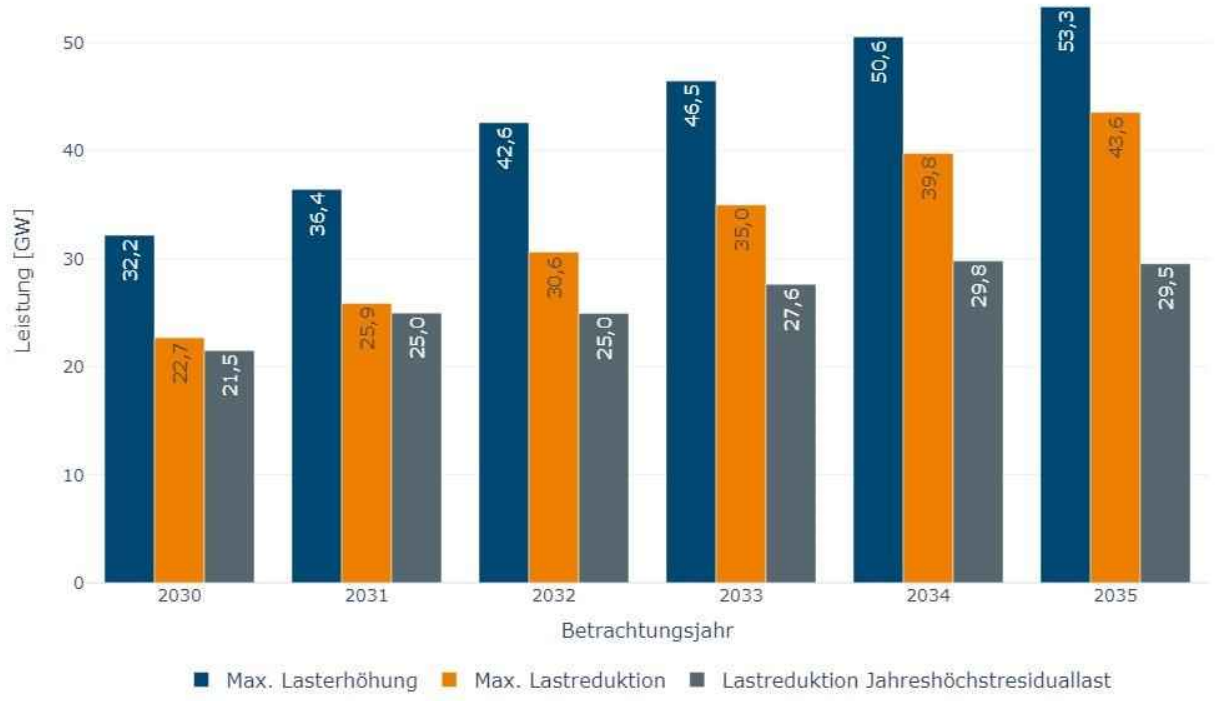


Abbildung 15: Ausgewählter Einsatz aller Nachfrageflexibilitäten im jeweiligen Jahr in Deutschland

Im Jahr 2035 werden von den ca. 79 GW verfügbarer Leistung im Zeitpunkt der Jahreshöchstresiduallast ca. 30 GW zur Lastreduktion genutzt. Die Lastreduktion in diesem Zeitpunkt läuft in den Jahren 2034 und 2035 in eine Sättigung bei ca. 30 GW. Dies liegt vor allem daran, dass die Stunden davor und danach ebenfalls von sehr hohen Residuallasten geprägt sind. Dadurch muss sich die verfügbare Leistung der Nachfrageflexibilitäten auf mehrere Stunden verteilen. In der Stunde der Jahreshöchstresiduallast steht so weniger Leistung zur Verfügung. Da die Importkapazität über die Jahre zunimmt, wird die ansteigende Jahreshöchstresiduallast durch günstigere Importe bedient und nicht durch die Nutzung von mehr Flexibilitäten. Demgegenüber nimmt die maximale Lastreduktion, die zu einem anderen Zeitpunkt im Jahr auftritt, weiter zu und beträgt im Jahr 2035 ca. 43,6 GW.

Der Einsatz von Nachfrageflexibilitäten glättet den stündlich zu deckende Strombedarf, indem Lastspitzen verringert oder in Stunden geringerer Last verschoben werden. In der folgenden Abbildung 16 ist für eine Woche mit der Jahreshöchstresiduallast (Stunde 212) die Residuallast vor und nach Einsatz der Nachfrageflexibilitäten dargestellt.

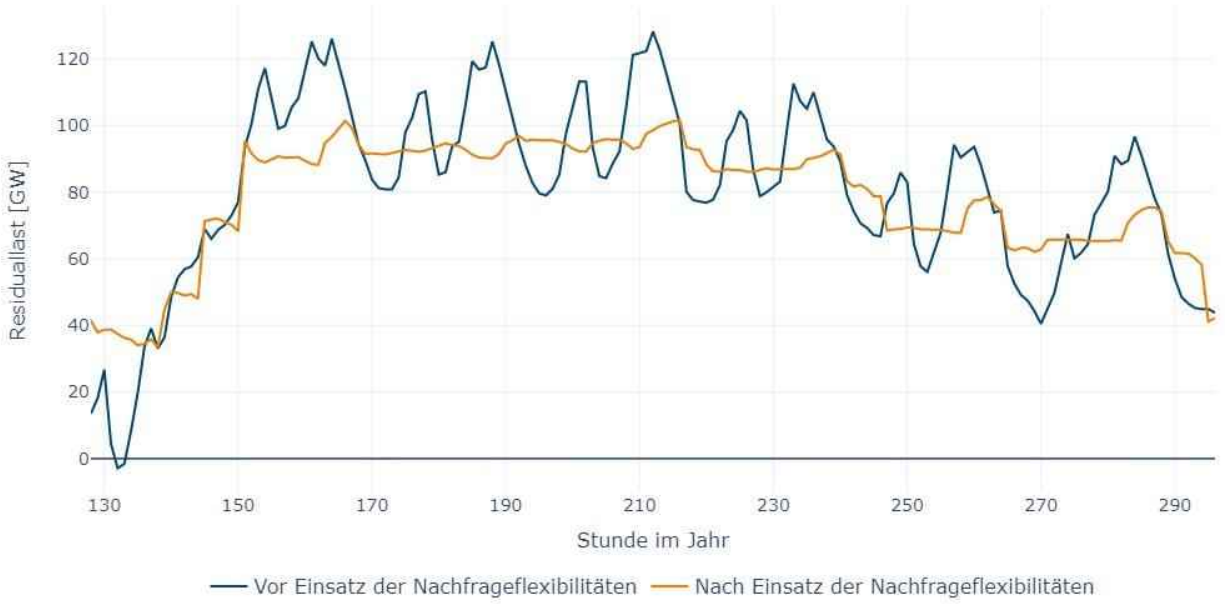


Abbildung 16: Residuallast einer Woche während der Jahreshöchstresiduallast (Stunde 212) vor und nach Einsatz der Nachfrageflexibilitäten in Deutschland im Jahr 2035 im Zielszenario

Für das Jahr 2035 beträgt die Jahreshöchstresiduallast ca. 128 GW. Der Einsatz der Nachfrageflexibilitäten reduziert die Jahreshöchstresiduallast um ca. 30 GW. Deutlich erkennbar ist die Glättung des Residuallastverlaufs durch den Einsatz der Nachfrageflexibilitäten (orangene Linie). Der starke Anstieg der Jahreshöchstresiduallast zu Beginn des dargestellten Zeitraums ist deutlich auf ca. 50 % reduziert worden. Statt in den ersten Stunden der Woche von ca. 0 GW auf über 120 GW zu steigen, steigt die Last nach Einsatz der Nachfrageflexibilitäten nur noch um 60 GW von ca. 40 GW auf ca. 100 GW. Daran anschließend werden die Spitzen und Täler ebenfalls deutlich eingeebnet.

In Abbildung 17 ist die Entwicklung der installierten Leistung der im Modell betrachteten Speichertechnologien dargestellt.

Abbildung 17: Installierte Leistung der Speicher in Deutschland im Zielszenario

Die dargestellte Entwicklung ist weitestgehend vorgegeben und beruht auf bekannten Projekten bei den Pumpspeicher- und Speicherwasserkraftwerken oder auf den ins Modell eingeflossenen Annahmen zum bidirektionalen Laden. Nur die stationären Batteriespeichersysteme können vom Modell selbst erschlossen bzw. stillgelegt werden. Es zeigt sich, dass der Anfangsbestand an Batterieleistung, der in die Modellierung eingegangen ist, bei der kostenoptimalen Betrachtung nicht benötigt wird und auf 0,8 GW absinkt.[50] Der deutliche Leistungszuwachs bei den Nachfrageflexibilitäten und damit zusammenhängend auch bei der Elektromobilität mit bidirektionalem Laden[51] ist zum allergrößten Anteil exogen vorgegeben. Die sich daraus ergebende Speicherfähigkeit, also die Summe von Kapazität zur Verschiebung von Nachfrage und Kapazität zur Verschiebung von Erzeugung, ist ausreichend, sodass im Modell keine zusätzlichen stationären Batteriespeichersysteme benötigt werden bzw. ein Teil davon modellendogen stillgelegt wird.

1.3 Entwicklung des Stromhandelssaldos

Deutschland hat mit seiner zentralen Lage und den zusätzlich zu den geografischen Nachbarn angeschlossenen elektrischen Nachbarn Norwegen, Schweden und zukünftig Großbritannien die in Summe größten Austauschkapazitäten in Europa. Damit ist Deutschland ein zentraler Teil des europäischen Strombinnenmarktes. Grundsätzlich decken darin die günstigsten verfügbaren Angebote die Nachfrage, unabhängig davon, ob sie aus dem In- oder Ausland stammen. Im Modell werden die Handelsmöglichkeiten umfassend genutzt und der

[50] Aktuell zeichnet sich in der Realität ein voranschreitender Zubau von stationären Batteriespeichersystemen ab. Zum Start der Berechnungen wurde der damalige Status quo abgebildet. Seit dem 01.01.2024 wurden weitere ca. 1,3 GW neue Großbatteriespeicher als "in Planung" im MaStR gemeldet.

[51] Die Annahmen zum bidirektionalen Laden gehen auf die Ziele des BMWE zurück: BMWE - Elektromobilität in Deutschlandund des European Coalition for bidirectional Charging - Joint Report of the European Working Groups 1 and 2 (BMWE -BiDi Joint Paper- - EWG1&2) zurück.

Bedarf an steuerbaren Kapazitäten und Flexibilität reduziert, wenn eine bereits bestehende Kapazität im Ausland die Last in diesen Stunden günstiger decken kann. Im kostenoptimalen Ergebnis, wie in Abbildung 18 dargestellt, versorgt sich Deutschland bilanziell auch mit Importen. Ebenso steigen aber auch die Exporte durch den verstärkten Ausbau von EE-Anlagen an. Der Handelssaldo sinkt über die Jahre von 45 TWh im Jahr 2030 auf ca. 35 TWh im Jahr 2035. Die annahmegemäß stark zunehmende Einspeisung der PV- und Windenergieanlagen, sowie die v.a. exogen hinzukommenden Nachfrageflexibilitäten führen dazu, dass der Importsaldo kleiner wird.

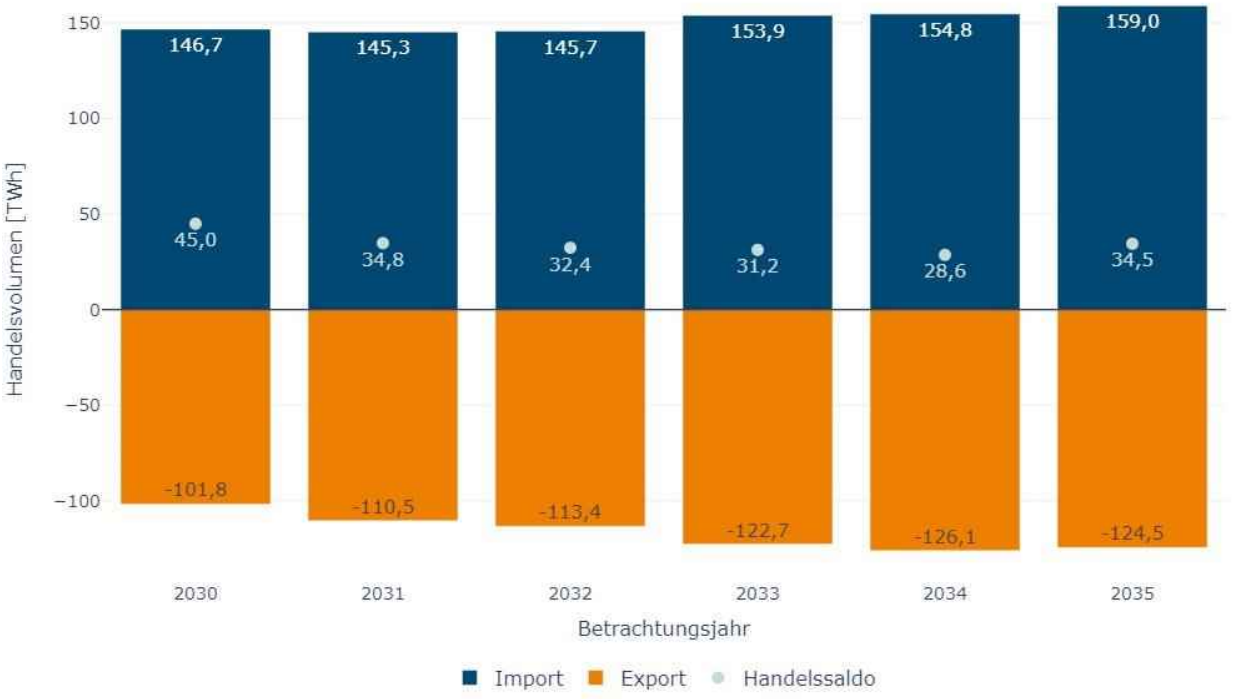


Abbildung 18: Stromhandelssaldo für die Gebotszone Deutschland-Luxemburg im Zielszenario

1.4 Versorgungssicherheitsindikatoren LOLE und EENS mit Sensitivitäten

Ein Versorgungssicherheitsproblem liegt vor, wenn der **Effizienzschwellenwert** von **2,77 h/a**[52] überschritten wird.[53] Ein Überschreiten des Effizienzschwellenwertes zeigt an, dass zu wenig Leistung im Energiesystem vorhanden ist, um die Anzahl der unterdeckten Stunden auf ein effizientes Niveau zu verringern.

In Tabelle 3 und Tabelle 4 sind die Ergebnisse zu LOLE sowie EENS für die Gebotszone Deutschland-Luxemburg (DELU) für das Zielszenario sowie die beiden VS-Sensitivitäten zum Zielszenario dargestellt. Für die Rechnungen wurde sich auf die mittlere Frist beschränkt, da bei Identifikation eines VS-Problems noch ausreichend Zeit bliebe, um durch politisches Handeln auf potentielle Probleme zu reagieren. Im Zielszenario ist

[52] Der Effizienzschwellenwert oder auch Zuverlässigkeitsstandard gibt jene Anzahl erwarteter, unterdeckter Stunden an, deren Deckung nur zu Kosten erfolgen könnte, die die (unflexiblen) Stromkonsumenten maximal noch bezahlen würden. Für eine dann noch geringere Anzahl an unterdeckten Stunden wären die Kosten höher als die Zahlungsbereitschaft. Der Zuverlässigkeitsstandard wurde zuletzt 2021 ermittelt und wird alle fünf Jahre aktualisiert, vgl. im Detail I B 2.

[53] Der Zuverlässigkeitsstandard wurde zuletzt 2021 ermittelt und wird alle 5 Jahre aktualisiert: Vgl. Der Zuverlässigkeitsstandard für die Stromversorgung in der deutsch-luxemburgischen Gebotszone.

der LOLE immer unterhalb von 0,3 und somit deutlich unterhalb des Effizienzschwellenwertes. **Das Energiesystem des Zielszenarios kann damit als versorgungssicher bezeichnet werden.**

LOLE

	Zielsz. [h/a]	EE-Sensi. [h/a]	Nflex-Sensi. [h/a]
2030	0,01	0,24	7,70
2035	0,28	1,01	11,60

Tabelle 3: VS-Indikator LOLE für DELU im Zielszenario

EENS

	Zielsz. [GWh/a]	EE-Sensi. [GWh/a]	Nflex-Sensi. [GWh/a]
2030	0,0	1,3	51,6
2035	2,4	12,4	147,3

Tabelle 4: VS-Indikator EENS für DELU

1.5 EE-Sensitivität und Nflex-Sensitivität

Neben dem Zielszenario wurden zwei Sensitivitäten nur mit dem PVSM gerechnet. Hierdurch kann identifiziert werden, welchen Einfluss die Änderung eines Parameters auf das VS-Niveau hat. Durch die alleinige Modellierung im PVSM kann der Markt in Form des IIEM nicht auf die Veränderung reagieren, sodass der Kraftwerkspark identisch mit dem des Zielszenarios bleibt. Die Sensitivitäten haben somit keine Auswirkungen auf die zuvor dargestellten Ergebnisse (Kapitel ID1.1 bis Kapitel ID1.3).

In der EE-Sensitivität wird angenommen, dass sich der EE-Zubau in Deutschland um zwei Jahre verzögert. Für die Nflex-Sensitivität wird angenommen, dass die Leistung der Nachfrageflexibilitäten in Deutschland auf 20 % des Niveaus des Zielszenarios verringert wird.[54] Da beide Sensitivitäten die Lastdeckungsmöglichkeiten verringern, spiegelt sich erwartungsgemäß ein geringeres VS-Niveau als im Zielszenario wider.

[54] Siehe auch Kapitel IC2.2.

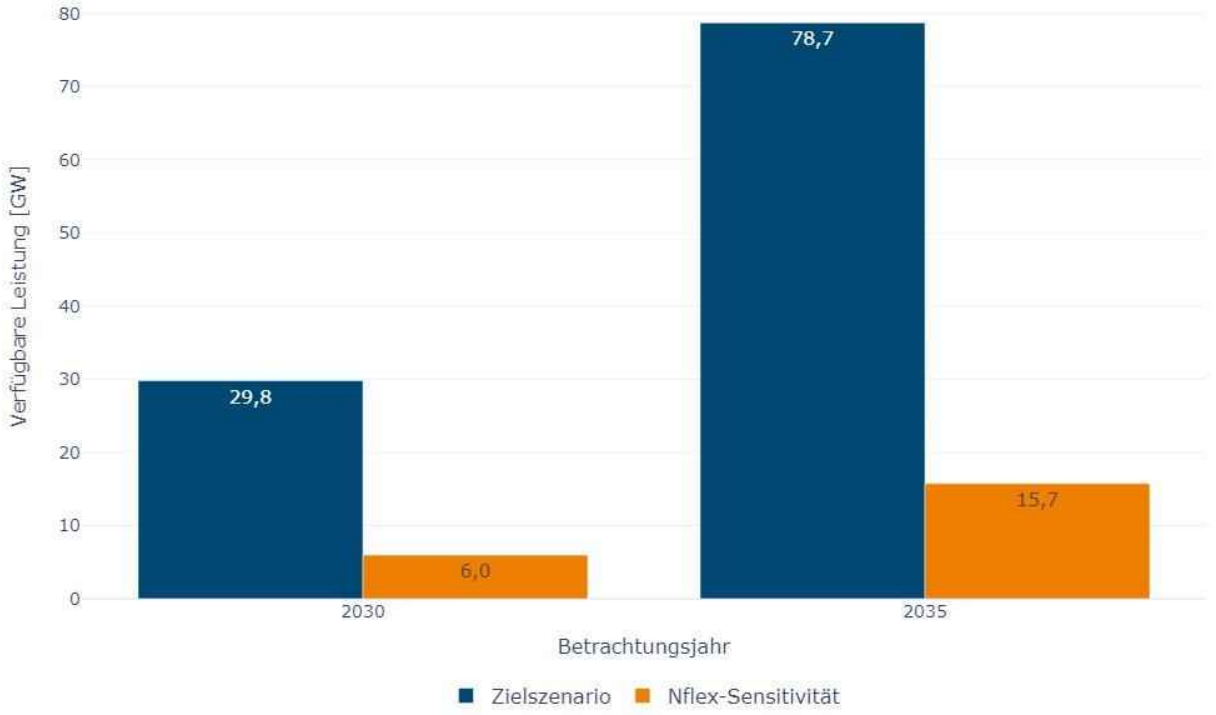


Abbildung 19: Verfügbare Leistung der Nachfrageflexibilitäten im Zeitpunkt der Jahreshöchstresiduallast für das Wetterjahr 2002

Die ausgewählten Sensitivitäten quantifizieren, welchen Einfluss die erneuerbaren Energien und die Nachfrageflexibilitäten auf das VS-Niveau im Zielszenario haben. Würde die veränderte Parametrierung bereits Eingang in das IIEM finden, würde sich auch der Anlagenpark verändern. Dann wäre es nicht möglich, den Effekt des jeweils variierten Parameters auf das VS-Niveau isoliert zu betrachten.

In der EE-Sensitivität zeigen sich mit 0,24 h/a im Jahr 2030 bzw. 1,01 h/a im Jahr 2035 höhere LOLE-Werte als im Zielszenario. In der Flex-Sensitivität erreichen die LOLE-Werte 7,70 h/a im Jahr 2030 bzw. 11,60 h/a im Jahr 2035. Es wird deutlich, dass eine Verringerung der Leistung der Nachfrageflexibilitäten einen starken und deutlich größeren Einfluss auf das VS-Niveau hat, als eine Verzögerung des Zubaus von EE-Anlagen. Grund dafür ist, dass Stunden mit einer hohen Residuallast ohnehin gekennzeichnet sind von einer geringen EE-Einspeisung, sodass eine weitere Verringerung der installierten EE-Anlagenleistung in diesen Situationen keinen großen Einfluss auf die Versorgungssicherheit hat. Es wird jedoch in Stunden mit hoher Residuallast viel Nachfrageflexibilität eingesetzt, da sie gerade für solche Situationen wichtig ist, um eine Unterdeckung zu verhindern. Durch die Reduzierung der Flexibilitätsleistung in der Nflex-Sensitivität fehlt diese Leistung unmittelbar in Stunden mit hoher Residuallast.

In allen dargestellten Berechnungen ist der Wert des Indikators EENS im Jahr 2035 am höchsten. Der Grund dafür ist, dass der Kraftwerkspark im gesamten Betrachtungszeitraum einen relativ konstanten Leistungssockel von Kraftwerken aufweist, während gleichzeitig die Nachfrageflexibilitäten innerhalb dieses Zeitraums stark anwachsen. Die Nachfrageflexibilitäten können jedoch keine Elektrizität erzeugen, sondern nur ihre Last verschieben. Im Falle eines ungeplanten Kraftwerksausfalls fehlt es an Erzeugungsleistung, was sich in den höheren EENS-Werten widerspiegelt.

1.6 Importbeitrag zur Versorgungssicherheit

Neben den reinen VS-Indikatoren wird bestimmt, in welchem Umfang Stromimporte zur Versorgungsicherheit beitragen. Hierzu wird im Modell der Handel mit Strafkosten belegt, sodass nur Strom importiert wird, wenn alle inländischen Erzeugungskapazitäten ausgeschöpft sind. Der Import ist dann ein Ausdruck von Stromknappheit im Inland, sodass ein Lastüberhang droht, sofern nicht importiert wird. Der Handel im PVSM ist somit strikt zu trennen von den marktlich bedingten Importen im IIEM. Die marktlichen Importe im IIEM stellen sich als Handelsergebnis ein und verweisen auf geringere Preise im Ausland. Im PVSM wird lediglich der für die Lastdeckung notwendige Import ermittelt. Daher ist dieser stets kleiner als der Import im IIEM.

Der Importbeitrag zur Versorgungssicherheit wird anhand von drei Kriterien charakterisiert:

- Autarkiegrad: Der Anteil an Stunden in denen in DELU vollständig autark die Last gedeckt werden kann.
- Importbeitrag: Die importierte Energiemenge sowie deren Anteil an der Lastdeckung in DELU.
- Auslastung Importkapazität: Die Auslastung der aggregierten Importkapazität zum Zeitpunkt der höchsten Importleistung.
- Anhand der Modellergebnisse zeigt sich, dass zwar der Importbeitrag zur Versorgungsicherheit über die Zeit sinkt. Trotzdem ist die benötigte Importleistung im Bedarfsfall sehr hoch. Vor allem in der Nflex-Sensitivität sind die Grenzkuppelkapazitäten zum Teil vollständig ausgeschöpft.

Autarkiegrad

Die Kombination aller 20 Wetterjahre (siehe Kapitel IC1.1) mit 200 Ausfalljahren (siehe Kapitel IC3.2) wird Monte-Carlo-Jahre (MC-Jahre) genannt. Da jedes MC-Jahr aus 8.760 Stunden besteht, liegen für jedes untersuchte Berechnungsjahr 35,04 Millionen (= 8.760 x 4.000) berechnete Stunden vor. Für jede Stunde wird ausgewertet, ob die Last allein durch Erzeugungsanlagen im Inland gedeckt wird. Wenn dies der Fall ist, dann kann sich DELU autark mit Strom versorgen. Der Autarkiegrad ist das Verhältnis der Stunden, in denen die Last durch Anlagen im Inland gedeckt werden kann zu allen Stunden eines Jahres.

In Tabelle 5 ist der Autarkiegrad für alle Berechnungen des Zielszenarios dargestellt. Es zeigt sich, dass dieser mit der Zeit ansteigt. Das heißt, je weiter man in die Zukunft schaut, in desto weniger Stunden des Jahres sind Importe zur Lastdeckung notwendig. Im Zielszenario ist der Autarkiegrad stets am höchsten. Der niedrigste Wert ergibt sich mit 81,5 % in der EE-Sensitivität. Dieses Ergebnis zeigt, dass in Folge einer Verzögerung des Ausbaus der EE-Anlagen Erzeugung aus diesen Anlagen in DELU fehlt und somit häufiger importiert werden muss. Bis zum Jahr 2035 wird dieser Effekt jedoch abgeschwächt und der Autarkiegrad steigt auf 92,8 %.

Autarkiegrad

	Zielsz. [%]	EE-Sensi. [%]	Nflex-Sensi. [%]
2030	91,3	81,5	86,1
2035	95,3	92,8	89,8

Tabelle 5: Autarkiegrad

Allgemein lässt sich festhalten, dass der Autarkiegrad relativ hoch ist. Im Zielszenario liegt dieser im Jahr 2035 sogar bei 95,3 %.

Importbeitrag zur Lastdeckung

Der Autarkiegrad zeigt lediglich an, ob in einer Stunde Import zur Lastdeckung notwendig ist oder nicht. Er gibt jedoch keine Auskunft darüber, ob der Importbeitrag gering oder hoch ist. Im Folgenden wird der Importbeitrag im Sinne einer Energiemenge sowie als Anteil an der zu deckenden Last dargestellt. In Tabelle 6 findet sich der Importsaldo für das Zielszenario. Es zeigt sich, dass der Importbeitrag im Zielszenario stets am geringsten ist. Durch die EE-Sensitivität wird deutlich, dass eine Verzögerung des Ausbaus der EE-Anlagen im Jahr 2030 mit einer geringeren inländischen Erzeugung einhergeht und so mehr Energie aus dem Ausland importiert werden muss. Dieser Effekt dämpft sich dann bis zum Jahr 2035 ab.
Hervorzuheben ist, dass der Importbeitrag zur Versorgungssicherheit deutlich geringer ist als die marktlichen Importe. Diese liegen z.B. im Zielszenario im Jahr 2030 bei 146,7 TWh und im Jahr 2035 bei 159,0 TWh. Deutschland könnte sich also mit dem ermittelten Kraftwerkspark für die Jahre 2030 und 2035 fast vollständig selbst versorgen. Aus Kostengründen geschieht dies jedoch nicht und daher liegen die marktlichen Importe entsprechend deutlich über den notwendigen Importen.

Absoluter Importbeitrag

	Zielsz. [TWh]	EE-Sensi. [TWh]	Nflex-Sensi. [TWh]
2030	6,3	23,4	11,6
2035	3,5	8,8	10,2

Tabelle 6: Absoluter Importbeitrag zur Lastdeckung im Zielszenario

Neben dem absoluten Importbeitrag wurde auch der relative Importbeitrag bestimmt. Hierzu wurde die importierte Energie ins Verhältnis mit dem zu deckenden Strombedarf gesetzt. Diese Kennzahl drückt aus, wie viel Prozent der Last durch Importe gedeckt wird. In Tabelle 7 wird der relative Importbeitrag dargestellt. Für das Zielszenario ist dieser mit unter 1,0 % sehr gering und stets geringer als in den Sensitivitäten.

Relativer Importbeitrag

	Zielsz. [%]	EE-Sensi. [%]	Nflex-Sensi. [%]
2030	0,91	3,40	1,68
2035	0,38	0,97	1,12

Tabelle 7: Relativer Importbeitrag zur Lastdeckung im Zielszenario

Auslastung der Importkapazität

Das Übertragungsnetz ist limitierend und kann inländische Unterdeckungen nach sich ziehen, wenn die inländischen Erzeugungskapazitäten nicht ausreichen, um die Last zu decken und die Importkapazitäten ausgeschöpft sind. Dies ist in Stunden der Fall, in denen der nötige Import nicht über die Grenzkuppelleitungen ins Inland fließen kann. Aus diesem Grund wurde die Auslastung der Importkapazitäten ausgewertet. Hierzu

wurde für jedes der 4.000 MC-Jahre die maximale Importleistung, die in einer Stunde des Jahres auftritt, bestimmt und durch die aggregierte Importkapazität dividiert. Dieses Verhältnis drückt aus, wie hoch die relative Auslastung der grenzüberschreitenden Leitungen ist. Werte nahe an 100 % drücken eine hohe Auslastung aus. Ein Wert von Null bedeutet, dass kein Import erfolgte. In diesem Fall ist der Auslastungsgrad 0 %.

In Abbildung 20 sind die 4.000 Datenpunkte für alle Berechnungen dargestellt. Es zeigt sich, dass die Auslastung im Zielszenario im Vergleich mit den Sensitivitäten am geringsten ist.

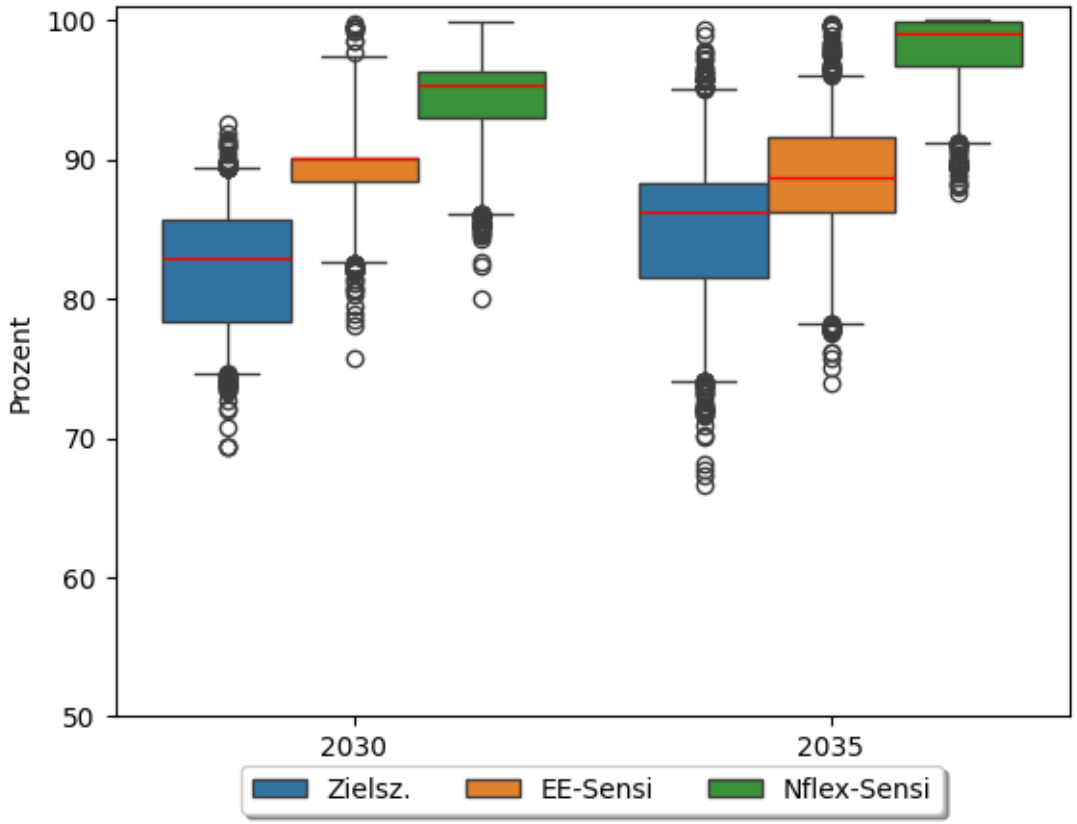


Abbildung 20: Relative Auslastung der Importkapazitäten im Zielszenario[55]

Darüber hinaus ergibt sich für das Zielszenario kein limitierender Faktor bei der Gesamtbetrachtung der Grenzkuppelkapazitäten, da selbst die Ausreißer nie 100 % erreichen. Das heißt die Grenzkuppelkapazitäten sind in Summe nie vollständig ausgeschöpft. Im Zielszenario treten jedoch auch vereinzelt Unterdeckungen auf. Das bedeutet, dass in einigen Stunden aller Simulationsjahre im Ausland auch keine zusätzliche Energie zum Export nach Deutschland zur Verfügung steht. Es wird zudem deutlich, dass die Auslastung über die Zeit ansteigt, obwohl in der gleichen Zeit das Übertragungsnetz ausgebaut wird. In Zusammenhang mit dem Autarkiegrad, der ebenso über die Zeit steigt, bedeutet das, dass der Importbeitrag zwar über die Zeit abnimmt, aber wenn Importe notwendig sind, wird sehr viel Leistung importiert.

[55] Die Box umfasst das 25-75%-Perzentil, der rote Strich zeigt den Median an, die Antennen umfassen das 1-99%-Perzentil. Ausreißer sind darüber hinaus dargestellt.

Dieses Ergebnis wird durch die EE- und Nflex-Sensitivitäten komplementiert. Die höchste Auslastung weist die Nflex-Sensitivität auf und mit ihr gehen auch die höchsten LOLE und EENS Werten einher. In der Nflex-Sensitivität sind im Jahr 2035 sogar in 25 % aller Monte-Carlo Jahre die Grenzkuppelkapazitäten mindestens einmal im Jahr vollständig ausgeschöpft.

Abschließend lässt sich festhalten: Die vorliegenden Ergebnisse des Zielszenarios zeigen, dass die marktseitige Versorgungssicherheit gewährleistet ist, wenn die Ziele für den EE-Ausbau, wie auch die angenommenen Ziele bei der Flexibilisierung der neuen Verbraucher erreicht werden.

2. Ergebnisse zur netzseitigen Versorgungssicherheit

Die netzseitige Versorgungssicherheit ist gewährleistet, wenn sich die Stromflüsse, die sich infolge des Marktgeschehens einstellen, auch unter Einsatz geeigneter Maßnahmen zur Vermeidung von Netzengpässen durch die Netzinfrastruktur übertragen lassen. Zur Bewertung der netzseitigen Versorgungssicherheit wurden für die drei Betrachtungsjahre 2026, 2030 und 2035 Lastfluss- und Redispatchrechnungen unter Annahme des entsprechenden Kraftwerksparks und –einsatzes sowie dem zugrunde gelegten Netzausbauzustand[56] durchgeführt.

Nachfolgend werden die netzseitigen Ergebnisse für die Betrachtungsjahre dargestellt. Die folgenden Ergebnisse basieren auf der erfolgten regionalen Verteilung der (neuen) Erzeugungsanlagen und Verbraucher.[57]

2.1 Ergebnisse der Lastfluss- und Redispatchbetrachtungen

In allen drei Betrachtungsjahren treten in den Lastflussberechnungen Stunden auf, in denen das Netz engpassbehaftet ist. Die Netzbelastung steigt zunächst im zeitlichen Verlauf. Die Ergebnisse zu den netzseitigen Versorgungssicherheitsberechnungen zeigen jedoch, dass unter Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Maßnahmen ein engpassfreier Netzbetrieb in allen Betrachtungsjahren gewährleistet werden kann. Die Ergebnisse zeigen im Detail Unterschiede in den einzelnen Jahren.

Betrachtungsjahr 2026

Im Betrachtungsjahr 2026 ist das Netz sehr hoch ausgelastet und teilweise überlastet. Damit das Netz in allen Stunden seine Versorgungsaufgabe erfüllen kann, ist es notwendig - wie schon heute -, mittels Redispatchmaßnahmen drohende Netzengpässe zu verhindern. Obschon sich die für die Netzberechnungen unterstellte Erzeugungslandschaft von der gegenwärtigen deutlich unterscheidet, sind ausreichend Redispatchpotentiale verfügbar, um das Netz mit Hilfe von Redispatchmaßnahmen zu jeder Stunde des Betrachtungsjahres 2026 engpassfrei zu betreiben. Auch die in der Netzreserve vorgehaltenen Kraftwerke werden in den durchgeführten Berechnungen eingesetzt. Unter den getroffenen Annahmen bedarf es Redispatchmaßnahmen im Umfang von ca. 45,3 TWh, um das Netz in allen Stunden des Jahres 2026 im Rahmen der betrieblichen Grenzwerte zu betreiben. Die Höhe des Redispatch-Volumens sagt im Allgemeinen nichts über die Kritikalität des Netzbetriebs aus.

Betrachtungsjahr 2030

Im Betrachtungsjahr 2030 ist das Netz sehr hoch ausgelastet und teilweise überlastet. Obwohl der Netzausbau

[56] Siehe dazu Anhang 2, B 21.

[57] Kapitel IC3.3.1.

entscheidend für die zukünftige Versorgungssicherheit ist, reicht der für das Jahr 2030 angenommene Netzausbauzustand[58] allein nicht aus, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Stromnetzes zu gewährleisten. Um das Übertragungsnetz im Betrachtungsjahr 2030 mit dem vorliegend unterstellten Netzausbauzustand in allen Stunden überlastungsfrei zu betreiben, bedarf es ebenfalls Eingriffen in die Fahrweise von Kraftwerken und EE-Anlagen, die am Strommarkt aktiv sind. Auch die in der Netzreserve vorgehaltenen Kraftwerke und die besonderen netztechnischen Betriebsmittel werden in den durchgeführten Berechnungen im Redispatch eingesetzt. Es bedarf Redispatch im Umfang von 30,8 TWh und„ anders als im Betrachtungsjahr 2026, zusätzlich in einzelnen Stunden netzbezogener Maßnahmen[59], um so den engpassfreien Netzbetrieb in allen Stunden des Jahres 2030 zu ermöglichen. Bei netzbezogenen Maßnahmen (Änderung der Netztopologie) wird der Stromfluss so gesteuert, dass weniger Strom über die überlasteten Leitungen fließt. Es handelt sich um die Anpassung der Stufenstellung von Transformatoren sowie die Durchführung von Schaltmaßnahmen.

In den Jahren nach 2030 verändert sich die Erzeugungslandschaft des Zielszenarios stetig weiter, was die Dringlichkeit des Netzausbaus weiter deutlich erhöht. Neue Netzstrukturen sollen Versorgungsengpässen bspw. in Verbrauchszentren im Westen entgegenwirken.

Darüber hinaus kann es bis auf weiteres, auch über 2030 hinaus, für den sicheren Netzbetrieb notwendig sein, Stilllegungen konventioneller Kraftwerke gemäß § 13b EnWG zu untersagen und diese Anlagen infolge einer Systemrelevanzausweisung in die Netzreserve zu überführen, sofern es infolge der beabsichtigten Stilllegung ansonsten an Redispatch-Leistung mangeln würde.

Betrachtungsjahr 2035

Im Betrachtungsjahr 2035 ist das Netz weiterhin sehr hoch ausgelastet und teilweise auch überlastet. Zusätzlich zum Redispatch im Umfang von ca. 6,8 TWh werden auch im Jahr 2035 netzbezogene Maßnahmen[59] benötigt, um alle Überlastungen zu beheben und einen engpassfreien Netzbetrieb im gesamten Jahr zu ermöglichen.

Obwohl der Netzausbau entscheidend für die zukünftige Versorgungssicherheit ist, reicht der für das Jahr 2035 angenommene Netzausbauzustand[60] allein nicht aus, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Stromnetzes langfristig zu gewährleisten. Neben dem bereits im Modell angenommenen Netzausbau sind daher in der Modellierung, wie im Betrachtungsjahr 2030, ergänzende netzbezogene Maßnahmen[61] erforderlich. Für den Netzausbauzustand wurden sämtliche Netzausbauprojekte berücksichtigt, deren Inbetriebnahme bis spätestens Ende 2034 vorgesehen ist. Die Grundlage für diese Bewertung bilden maßgeblich das Netzausbaucontrolling des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz mit Stand Quartal 1 / 2024 und die Vorgaben des Bundesbedarfsplangesetzes und des Energieleitungsausbaugesetzes. Für Netzausbauprojekte, die sich

[58] Siehe Anhang 2, B 21.

[59] Siehe Anhang 4, V 4.6.3.

[60] Siehe Anhang 2, B 21.

[61] Siehe Anhang 4, V 4.6.3.

noch nicht im Planungsprozess befinden und damit noch nicht im Bundesbedarfsplangesetz oder dem Energieleitungsausbaugesetz erfasst sind, wurden die im bestätigten Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045[62] angegebenen Inbetriebnahmejahre herangezogen.

2.2 Hintergründe zu den netzseitigen Ergebnissen

Nachfolgend werden die wesentlichen Einflüsse auf die Netzergebnisse dargestellt.

Netzausbau und Ausbau der erneuerbaren Energien

Der starke EE-Ausbau führt dazu, dass in sehr vielen Stunden jedes Betrachtungsjahres sehr viel günstiger Strom zur Verfügung steht. Gleichzeitig erhöht sich zukünftig die Anzahl der Verbraucher, die auf günstige Strompreise flexibel reagieren können. Damit wird eine sehr viel höhere Spitzenlast erreicht. Hinzu kommt, dass der Handel mit den europäischen Nachbarn ausgeweitet wird und somit zusätzlich Verbraucher auf die günstigen Strompreise reagieren können. Dies führt in Summe dazu, dass sehr viel größere Strommengen über das Stromnetz transportiert werden müssen. Um die stark zunehmende Übertragungsaufgabe erfüllen zu können, ist der Ausbau des Übertragungsnetzes die wirksamste Maßnahme. Auch kann eine gleichmäßigere Verteilung der Erzeugung aus erneuerbaren Energien helfen, die Transportwege zu verkürzen und damit die überlasteten Leitungen zu reduzieren. Da der Netzausbau bisher verzögert gegenüber dem EE-Ausbau, der Zunahme von Flexibilitäten und dem europäischen Stromhandel erfolgt, bleibt Redispatch bis auf weiteres erforderlich. Dabei kann es effizienter sein, durch Exporte und Transite entstehende Engpässe nicht mehr rein national zu beheben. Eine solche Entwicklung wurde bereits auf europäischer Ebene vorhergesehen, weswegen gemäß EU-Recht (Art. 75 und 76 (1b) und (2) der System Operation Guideline (SO GL) Verordnung (EU) 2017/1485) die Methoden zur Implementierung von grenzüberschreitendem Redispatch verpflichtend umzusetzen sind. Die Verordnung (EU) 2019/943 verstärkt die Verpflichtung zur grenzüberschreitenden Optimierung der Entlastungsmaßnahmen vor dem Hintergrund der verpflichtenden Mindesthandelskapazitäten. Unter Zugrundelegung der grenzüberschreitenden Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber lassen sich insbesondere Überlastungen an Gebotszonengrenzen beheben. Der grenzüberschreitende Redispatch ist daher essenziell für die Gewährleistung der Engpassfreiheit und damit für den sicheren europäischen Netzbetrieb. Der Ausbau und die Vertiefung der Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber und deren Koordination des grenzüberschreitenden Engpassmanagements wird sich dementsprechend in den nächsten Jahren deutlich intensivieren und weiterentwickeln müssen.

Regionale Verteilung der Erzeugungsanlagen und Verbraucher

Die regionale Verteilung der Erzeugung und der Verbraucher ist für das Netz von herausragender Bedeutung. Konzentrieren sich beispielsweise in einer Region die Erzeuger, ist aufgrund der hohen konzentrierten Einspeisung mit deutlich höheren Netzbelastungen zu rechnen als bei einer vergleichsweise gleichmäßig verteilten Einspeisung. Gleiches gilt für die Nachfrage, insbesondere für größere Verbraucher wie die zukünftig steigende Anzahl an Elektrolyseuren. Zudem ist die Lage der Redispatch-fähigen Anlagen, insbesondere derer, die Hochfahrpotential bereitstellen können, relevant für den sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb. Erfolgt beispielsweise ein Großteil des Neubaus von Kraftwerken im Norden Deutschlands und damit vor den derzeit bestehenden Netzengpässen, könnte deren Hochfahrpotential im Redispatch nicht genutzt werden.

[62] Netzentwicklungsplan (NEP) Strom 2023-2037/2045, im Internet abrufbar unter: https://www.netzentwicklungsplan.de/nep-aktuell/netzentwicklungsplan-20372045-2023

Für den Fall, dass sich Stilllegungen bzw. die entsprechenden Absichten seitens der Anlagenbetreiber, wie sie Ergebnis der Modellrechnungen sind, umfangreich in der Realität zeigen, sind die in § 13b EnWG enthaltenen Regelungen einschlägig. Infolge einer angezeigten Stilllegungsabsicht durch den Betreiber erfolgt die Prüfung der Systemrelevanz durch den verantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber. Eine Systemrelevanz liegt vor, wenn eine dauerhafte Stilllegung des Kraftwerks mit hinreichender Wahrscheinlichkeit zu einer nicht unerheblichen Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems führt, die auch nicht durch angemessene andere Maßnahmen beseitigt werden kann. Trifft dies auf ein Kraftwerk zu, weist der Übertragungsnetzbetreiber die entsprechende Anlage als systemrelevant aus. Die Bundesnetzagentur muss diese Ausweisung nach vorheriger Prüfung genehmigen. Ein als systemrelevant ausgewiesenes Kraftwerk ist betriebsbereit zu halten, damit es im Bedarfsfall auf Anforderung des Übertragungsnetzbetreibers Strom in das Netz einspeisen kann, etwa wenn es sonst an Redispatchleistung fehlte, um das Netz im Rahmen der betrieblichen Grenzwerte zu betreiben.

3. Ergebniseinordnung

Die Ergebnisse zeigen, dass der inländische, konventionelle Kraftwerkspark sich unter kostenoptimierter Betrachtung in den in den Jahren nach 2030 bis zum Jahr 2035 vergrößert. Hintergrund ist auch die steigende Stromnachfrage. Die Untersuchung ohne Kraftwerksstrategie zeigt, dass dieser Anstieg teilweise ein Jahr später stattfindet, aber in der Summe gleich hoch bleibt.

Mit steigenden EE-Strommengen in Verbindung mit der zunehmenden Erschließung von Flexibilitäten in den Betrachtungsjahren, vergrößert sich auch die grenzüberschreitend gehandelte Strommenge. Im Modell werden die Handelsmöglichkeiten umfassend genutzt und die Leistung aus Kraftwerken reduziert, wenn eine bereits bestehende Kapazität im Ausland die Last in diesen Stunden günstiger decken kann.

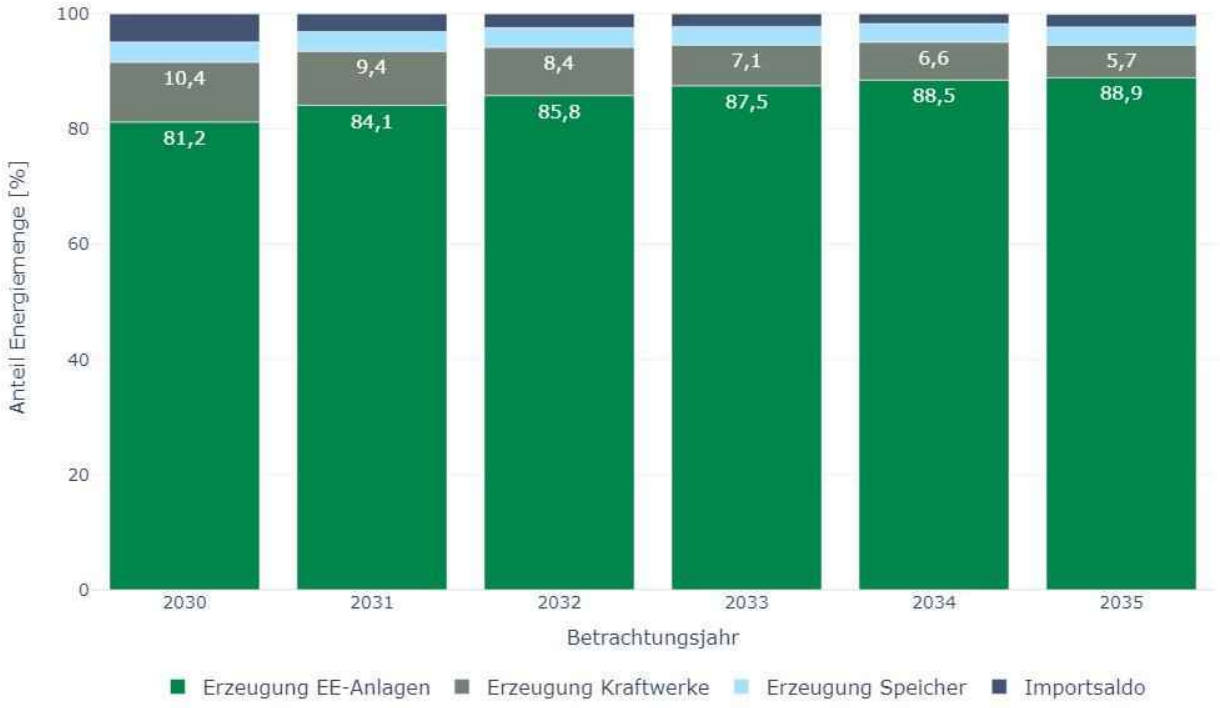


Abbildung 21: Relative Anteile der Stromerzeugung[63] in Deutschland im Zielszenario

Abbildung 21 zeigt, wie sich die Stromerzeugung bis 2035 zusammensetzen. Der Anteil der Stromerzeugung aus EE, der inklusive von Biomasse- und Wasserkraftwerken gezeigt wird, steigt über die Jahre. Im Jahr 2030 liegt er über 80 %. Der Anteil, den Speicher zum Ausgleich von Nachfrage und Angebot liefern, liegt bei etwa 4 %. Bei gleichzeitigem Anstieg der erzeugten Energiemenge aus EE-Anlagen, sowie der Flexibilisierung der neuen Verbraucher, werden Kraftwerke immer seltener zur Lastdeckung benötigt. Kraftwerke werden zunehmend in Spitzenlastzeiten eingesetzt.

Die Ergebnisse der Versorgungssicherheitsindikatoren zeigen, dass bei dieser idealtypischen Entwicklung des angenommen Stromsystems mit den entsprechenden Entwicklungen die marktliche Versorgungssicherheit bis 2035 gewährleistet werden könnte. Die Ergebnisse machen darüber hinaus deutlich, dass insbesondere den Nachfrageflexibilitäten in den Stunden mit hoher Residuallast eine wichtige Rolle im Stromsystem zukommt.

Die steigenden Einspeisemengen aus EE-Anlagen, die Flexibilitäten und auch höhere Importe und Transitmengen stellen das Stromnetz vor wachsende Herausforderungen, denen vor allem durch den Netzausbau begegnet wird. Dennoch bleibt das Netz zu bestimmten Zeiten stark belastet. Um diese Belastungen zu bewältigen, sind der Einsatz von Redispatch und netzbezogene Maßnahmen notwendig. Der positive Effekt des fortschreitenden Netzausbaus zeigt sich darin, dass das Ausmaß der Überlastungen langfristig zurückgeht.

[63] Ohne Überschussstrom, d.h. der im Modell ungenutzte Strom wurde von der Erzeugung der EE-Anlagen in Abbildung 21 abgezogen

E Zentrale Ergebnisse des Szenarios mit verzögerter Energiewende

1. Ergebnisse zur marktseitigen Versorgungssicherheit

Ausgehend vom Startkraftwerkspark wird im VE-Szenario identisch zum Zielszenario zunächst analysiert, wie sich unter den angenommenen Vorgaben der Kapazitätsmix weiterentwickelt und daran anschließend betrachtet, welches Versorgungssicherheitsniveau sich daraus ableitet. Für das VE-Szenario wurden keine Netzberechnungen durchgeführt.

In diesem Szenario wird angenommen, dass sich im Unterschied zum Zielszenario verschiedene Entwicklungen in Europa und Deutschland verzögern (z.B. eine Verzögerung des EE-Ausbaus (PV und Wind) in Deutschland und Europa um zwei Jahre). Anhand der gewählten Annahmen[64] wird analysiert, wie sich die ausgewählten Verzögerungen auf die Versorgungssicherheit auswirken können.

Die Ergebnisse des VE-Szenarios zeigen, dass das Versorgungssicherheitsniveau sinkt, wenn insbesondere die Erschließung der Nachfrageflexibilitäten und Speicher nicht wie in den Zielen vorgesehen erreicht wird. Tritt diese Flexibilisierung nicht wie unterstellt ein, bedarf es also insbesondere zusätzlicher Investitionen in weitere steuerbare Erzeugungskapazitäten über den Bedarf des Zielszenarios hinaus, um die Versorgungssicherheit durchgehend zu gewährleisten.

Nachfolgend werden die wesentlichen Modellergebnisse des VE-Szenarios für Deutschland beschrieben und bewertet.

1.1 Entwicklung der steuerbaren Kapazitäten

Die zugrundeliegenden Annahmen des VE-Szenarios führen für Deutschland zu einem insgesamt höheren Bedarf an steuerbaren Kapazitäten im Vergleich zum Zielszenario. Dies ergibt sich insbesondere infolge des als verzögert angenommenen Zubaus von Wind- und PV-Anlagen, der geringeren Erschließung von Nachfrageflexibilitäten sowie verringerter Importmöglichkeiten. In der Folge legt das Modell weniger Kraftwerksleistung aus Kostengründen still.

In Abbildung 22 ist die installierte Leistung der Kraftwerke, der Flexibilitäten sowie der Windenergie- und PV-Anlagen dargestellt. Analog zur Abbildung 8 im Zielszenario ist für PV- und Windenergieanlagen, Kraftwerke und Speicher als Teil der Flexibilitäten die installierte Leistung abgebildet. Für die Nachfrageflexibilitäten, dem anderen Teil der Flexibilitäten, wird die maximale Leistung zur Lastreduktion zu Grunde gelegt, die irgendwann im Jahr auftreten kann. Demnach zeigt die Abbildung nicht die gesicherte Erzeugungsleistung, die in einer Stunde tatsächlich zur Strombedarfsdeckung zur Verfügung steht, sondern den Bestand.

[64] Siehe Kapitel IC2.3

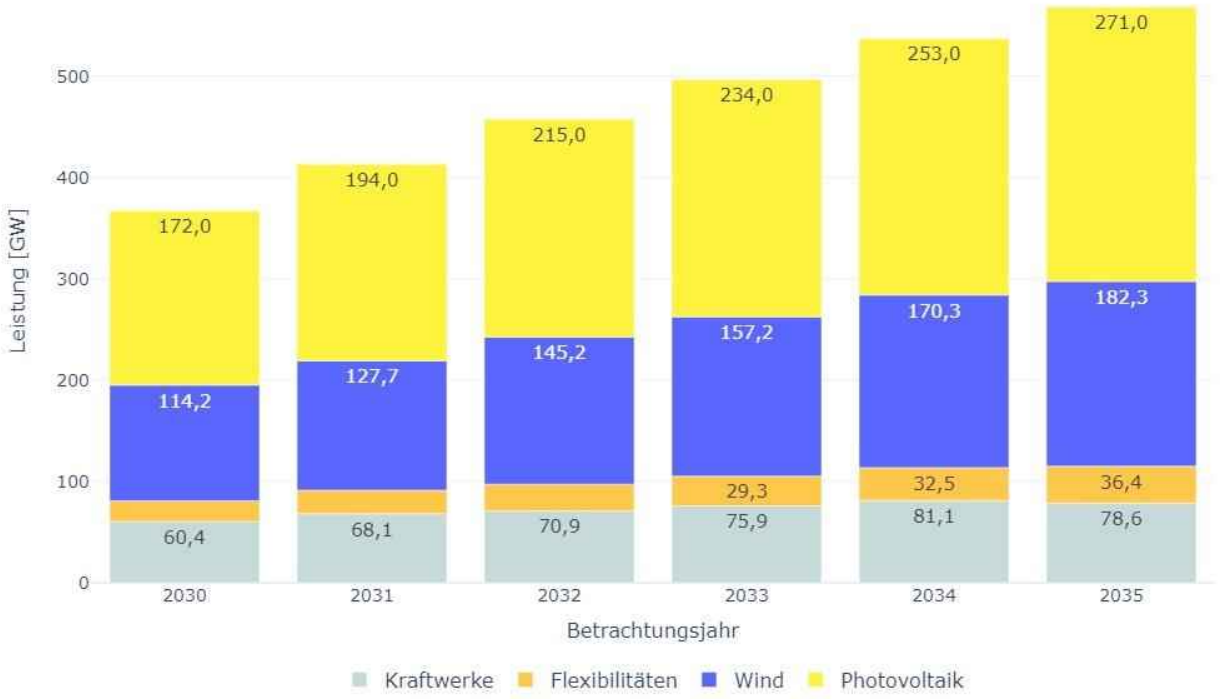


Abbildung 22: Entwicklung der Kraftwerke, der Flexibilitäten sowie Windenergie- und PV-Anlagen in Deutschland im VE-Szenario

Verglichen mit dem Zielszenario verzögert sich annahmegemäß der Anstieg der Windenergie- und PV-Anlagen. Auch die Leistung der Nachfrageflexibilitäten, als Teil der Flexibilitäten, ist v.a. annahmegemäß deutlich geringer. Die Flexibilitätsleistung insgesamt entspricht in diesem Szenario im Jahr 2035 mit ca. 36,4 GW nur etwa 24 % der Flexibilitätsleistung in Höhe von 149,4 GW im Zielszenario. Verglichen mit dem Zielszenario sind im Jahr 2035 modellendogen mit ca. 78,6 GW ca. 20 % mehr steuerbare Kapazität installiert.

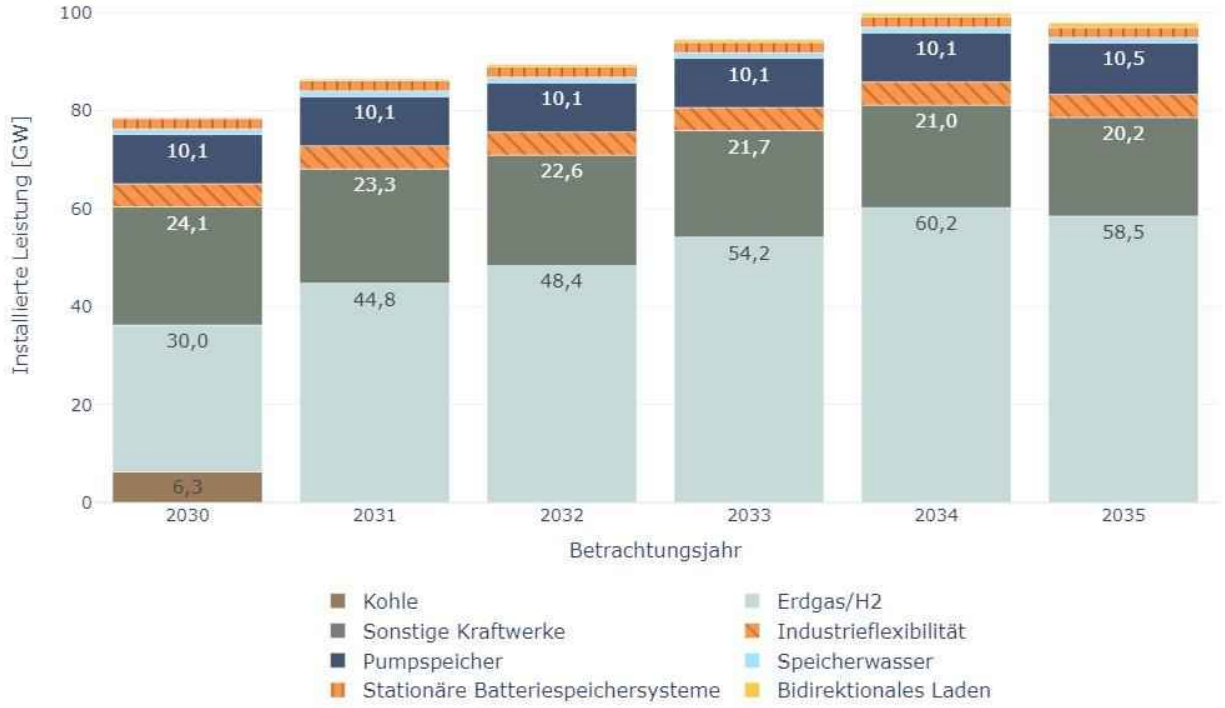


Abbildung 23: Entwicklung der steuerbaren Kapazitäten im VE-Szenario in Deutschland

Die steuerbaren Kapazitäten in Deutschland setzen sich hauptsächlich aus Gas-, Kohle- und sonstigen Kraftwerken (Abfall, Bioenergie, Kuppelgas, Laufwasser, Netzersatzanlagen, Öl und Sonstige) zusammen (siehe Abbildung 23), während Industrieflexibilität und Speicher eine eher untergeordnete Rolle spielen. Im Vergleich zum Startkraftwerkspark nimmt die installierte Leistung der steuerbaren Kapazitäten bis zum Jahr 2030 zunächst ab, vorrangig durch den Abbau von Kohlekapazitäten. Bis zum Jahr 2035 steigt die installierte Leistung der steuerbaren Kapazitäten deutlich an und erreicht den Höhepunkt bei knapp 100 GW im Jahr 2034. Vor allem der Zubau an Gaskraftwerken kompensiert ab dem Jahr 2030 die vorherige modellendogene Stilllegung von Kohlekraftwerken.

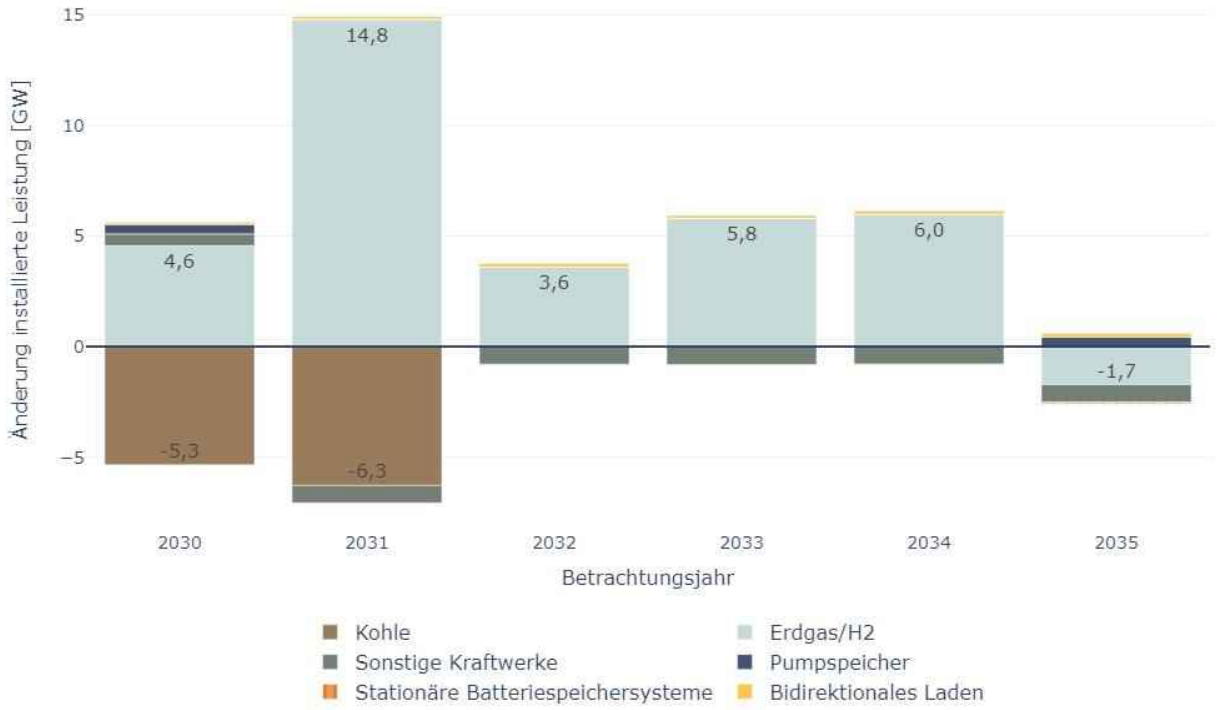


Abbildung 24: Kapazitätsveränderungen ggü. des jeweiligen Vorjahres in Deutschland im VE-Szenario

In Abbildung 24 werden die jährlichen Veränderungen der Kapazitäten abgebildet. Die Veränderung bezieht sich dabei jeweils auf das Vorjahr. Im Unterschied zum Zielszenario werden die Kohlekapazitäten annahmegemäß im Modell erst später stillgelegt. Bis 2030 werden für die Braunkohle günstigere CO2-Kosten angenommen. Ab dem Jahr 2031 gelten die allgemeinen CO2-Kosten, was die modellgetriebene Stilllegung der übrigen Braunkohlekapazitäten zur Folge hat. Ab dem Jahr 2030 sind die Investitionen in die Gaskapazitäten zu erkennen. Davon werden annahmegemäß bis zum Jahr 2033 7 GW aus der Kraftwerksstrategie zugebaut. Der Großteil kommt jedoch aus dem Modell heraus hinzu.

Abbildung 25: Installierte Leistung der Kraftwerke in Deutschland im VE-Szenario

Im VE-Szenario ist exogen festgelegt, dass die Kohlekapazitäten zunächst im Markt verbleiben. Die Berechnungsergebnisse zeigen aber analog zum Zielszenario, dass Steinkohlekraftwerke, bis zum Jahr 2030 ihren Betrieb bei dem gewählten kostenoptimierten Ansatz aus wirtschaftlichen Gründen einstellen (vgl. Abbildung 25). Für Braunkohlekraftwerke ist eine Stilllegung im Modell ab dem Jahr 2030 möglich. Bis dahin sinkt die Braunkohlekapazität gemäß den gesetzlichen Vorgaben des KVBG.

Für die Braunkohlekraftwerke werden bis einschließlich 2030 geringere CO_2-Kosten als im Zielszenario angenommen, weil öffentlich vorliegende Informationen darauf hindeuten, dass sich die Betreiber längerfristig mit günstigen CO2-Zertifikaten eingedeckt haben.[65] Daher bleiben im Ergebnis die Braunkohlekapazitäten in Höhe von 6,3 GW auch noch im Jahr 2030 am Markt aktiv. Ab 2031 gelten dann auch für die Braunkohlekraftwerke die höheren CO2-Preise, sodass sich die Verstromung der Braunkohle nicht mehr lohnt und sie vollständig im Modell stillgelegt werden.

Im Jahr 2030 liegt die Kraftwerksleistung bei ca. 60,4 GW. Danach steigt sie bis zum Jahr 2035 auf 78,6 GW an.

Das VE-Szenario ist so ausgestaltet, dass Erdgas-GT-Kraftwerke modellendogen ab inkl. dem Jahr 2030 und GuD-Kraftwerke ab inkl. dem Jahr 2031 zugebaut werden dürfen. Die Kraftwerksleistung, die gemäß der Kraftwerksstrategie zugebaut werden soll, ist dem Modell vorgegeben und wird sukzessive in den Jahren 2030 bis 2032 installiert. In den Jahren nach 2030 nimmt der Bestand an Gaskraftwerken stark zu. Bis zum Jahr 2035

[65] Siehe Anhang 2, A 2.

steigt die installierte Leistung aus GuD-Kraftwerken auf 21,5 GW an und aus Erdgas-GT-Kraftwerken auf 36,8 GW.

Im Vergleich zum Bestand des Jahres 2024 in Höhe von 32,9 GW werden in Deutschland bis einschließlich 2035 im Modell brutto 35,5 GW an Gaskraftwerksleistung gebaut. Davon entfallen 7 GW auf die Kraftwerksstrategie. Erdgas-GT-Kraftwerken werden hierbei mit einer Leistung von 24,7 GW zugebaut. Der Netto-Zubau bei den Gaskraftwerken beträgt insgesamt 25,6 GW. Im Vergleich zum Zielszenario liegt die Leistung der Gaskraftwerke ca. 13,1 GW höher. Auch im VE-Szenario wird das Potential von Netzersatzanlagen in Höhe von 4,1 GW bis zum Jahr 2030 vollständig im Modell erschlossen. Die Modellergebnisse zeigen, dass sie im niedrigen zweistelligen Stundenbereich Strom liefern und so die absoluten Stromspitzen decken.

Wenn die Kapazitäten für die Kraftwerksstrategie nicht vorgegeben werden, gibt es im VE-Szenario kleinere Verschiebungen innerhalb der Gastechnologien hin zu mehr Gasturbinen statt GuD-Anlagen, aber in Summe verändern sich die Werte für installierte Leistung der Gaskraftwerke nur marginal (Abbildung 26).

Abbildung 26: Installierte Leistung der Kraftwerke in Deutschland im VE-Szenario ohne Kraftwerksstrategie

So beträgt der Unterschied der Summe aus Erdgas GuD-, GT- und H2-Kraftwerken im Jahr 2035 zwischen den Berechnungen mit und ohne Kraftwerksstrategie nur 22 MW. Die Zusammensetzung verschiebt sich leicht in Richtung der Gasturbinen.

Insgesamt sind in diesem Szenario deutlich höhere Vollbenutzungsstunden bei den Kraftwerken als im Zielszenario erkennbar (Abbildung 27).

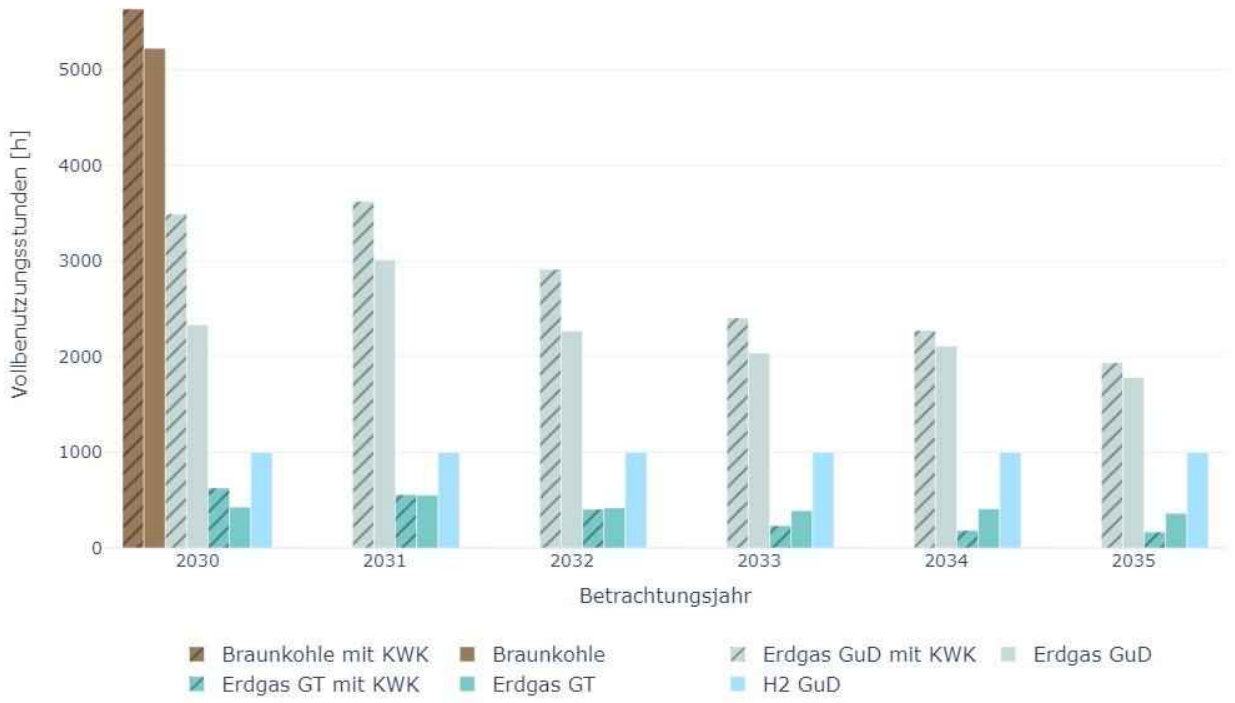


Abbildung 27: Vollbenutzungsstunden für Kohle- und Gaskraftwerke in Deutschland im VE-Szenario

Die geringere Erzeugung aus EE-Anlagen führt dazu, dass der verbleibende Kraftwerkspark entsprechend mehr erzeugen muss. Aber auch in diesem Szenario sinken die Vollbenutzungsstunden aller Technologien im Zeitverlauf, da der EE-Zubau zwar verzögert ist, aber nicht gänzlich entfällt. Die hohe Anzahl an Vollbenutzungsstunden der Braunkohlekraftwerke beruht auf den angenommenen niedrigeren CO2-Zertifikatspreisen bis einschließlich dem Jahr 2030. Der Anstieg der Vollbenutzungsstunden der Gaskraftwerke im Jahr 2031 ist auf die Stilllegungen der letzten Braunkohleanlagen im Jahr zuvor zurückzuführen. Danach sinken die Vollbenutzungsstunden wieder ab. Zwar werden auch in diesem Szenario Gaskraftwerke immer seltener zur Lastdeckung benötigt, allerdings liegen ihre Vollbenutzungsstunden aufgrund der angenommenen Verzögerungen mit knapp 2000 Stunden bei den GuD-Kraftwerken im Jahr 2035 etwa doppelt so hoch wie im Zielszenario.

1.2 Entwicklung der Nachfrageflexibilitäten und Speicher

Die Nachfrageflexibilitäten sind im VE-Szenario annahmegemäß geringer als im Zielszenario. In Abbildung 28 ist die verfügbare Leistung der Nachfrageflexibilitäten im Zeitpunkt der Jahreshöchstresiduallast dargestellt.

Abbildung 28: Verfügbare Leistung der Nachfrageflexibilitäten im Zeitpunkt der Jahreshöchstresiduallast in Deutschland im VE-Szenario

Die verfügbare Leistung der Nachfrageflexibilitäten liegt im Jahr 2030 bei4,5 GW und steigt dann auf insgesamt ca. 14,5 GW im Jahr 2035. Insbesondere die Power-2-Heat/Gas-Technologien haben ein deutlich geringeres Lastreduktionspotential im Zeitpunkt der Jahreshöchstlast, da gerade Elektrolyseure nicht zu Spitzenlastzeiten Strom beziehen. Der Grund ist, dass die Industrielast nicht so stark fluktuiert und es dementsprechend keine großen Lastschwankungen gibt.

Betrachtet man die maximale Lastsenkung und -erhöhung (Abbildung 29), die in einer Stunde des Jahres aufgetreten ist, so werden auch hier die Auswirkungen der unterschiedlichen Annahmen zwischen den Szenarien deutlich.

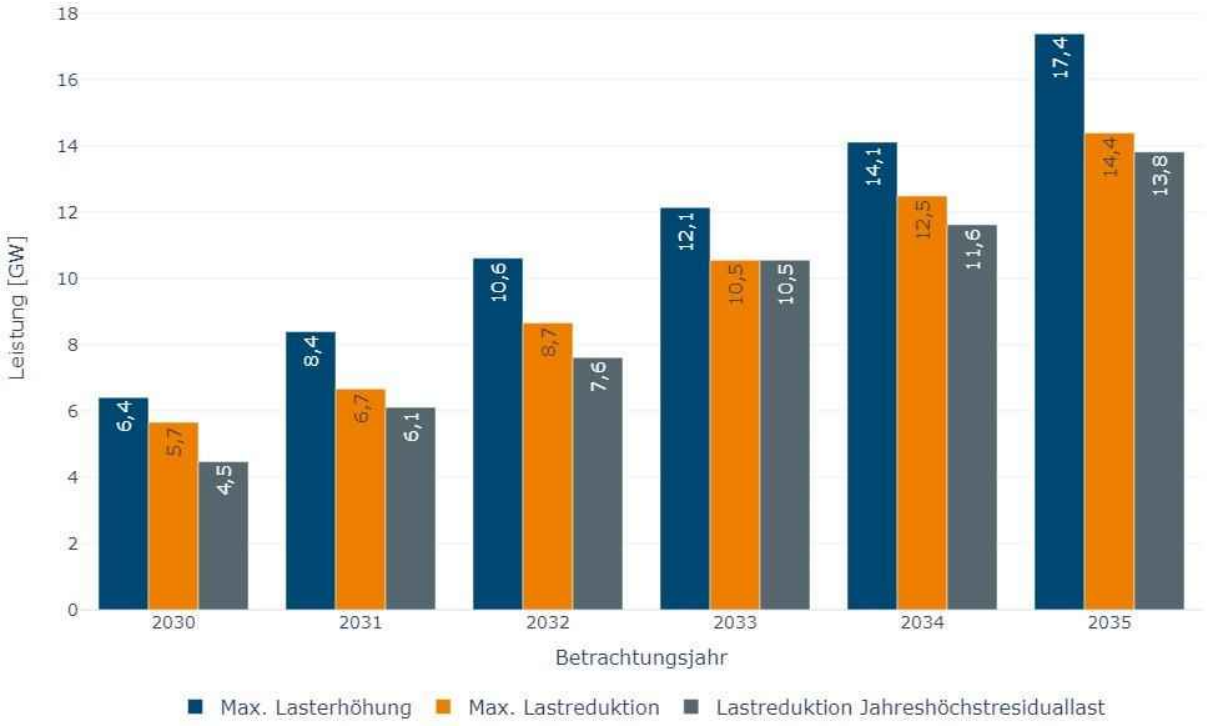


Abbildung 29: Ausgewählter Einsatz der Nachfrageflexibilitäten in Deutschland im VE-Szenario

Während im Zielszenario im Jahr 2035 die Last in einer Stunde maximal um 43,6 GW reduziert und um maximal 53,3 GW erhöht wird, zeigt sich im VE-Szenario eine maximale Lastreduktion von ca. 14,4 GW und eine maximale Lasterhöhung von ca. 17,4 GW. Das heißt, auftretende Lastspitzen können im VE-Szenario deutlich weniger durch Nachfrageflexibilitäten reduziert werden. Im Zielszenario wird die Jahreshöchstresiduallast um knapp 30 GW verringert. Im Vergleich dazu wird sie im VE-Szenario mit 13,8 GW nur um etwas weniger als die Hälfte reduziert.

Die eingesetzte Leistung folgt dem kontinuierlichen Aufwuchs der Nachfrageflexibilitäten. Dabei ist die maximale Lasterhöhung in der Regel größer als die maximale Lastreduktion. Der Grund ist, dass das Potential den Verbrauch zu erhöhen, größer ist, als ihn zu senken.

Der Glättungseffekt der Nachfrageflexibilitäten ist in der folgenden Abbildung 30 dargestellt.

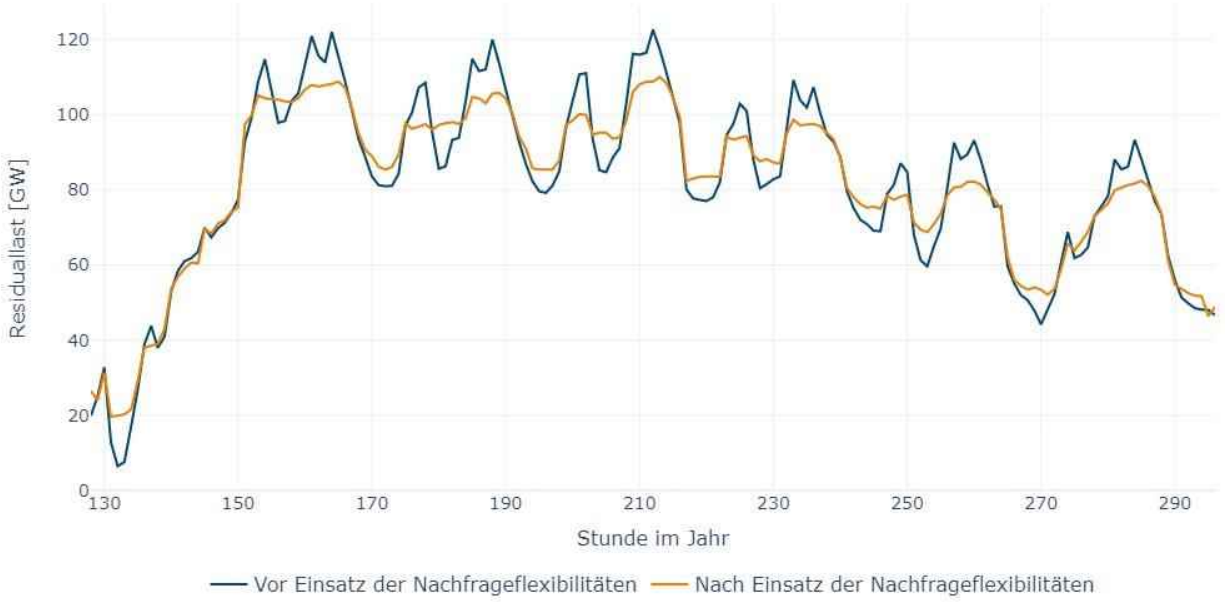


Abbildung 30: Residuallast einer Woche während der Jahreshöchstresiduallast (Stunde 212) vor und nach Einsatz der Nachfrageflexibilitäten in Deutschland im Jahr 2035 im VE-Szenario

Nach Einsatz der Nachfrageflexibilitäten (orangene Linie) liegt der Verbrauch immer unterhalb der Lastspitzen und oberhalb der Lasttäler. Es wird also in Spitzenlastzeiten die Last verringert und zu einem späteren Zeitpunkt nachgeholt. Verglichen mit dem Zielszenario wird der starke Anstieg zu Beginn des dargestellten Zeitraums wie folgt reduziert: In Stunde 132 wird die Residuallast von ca. 7 GW auf ca. 20 GW angehoben und in Stunde 154 von ca. 115 GW auf ca. 104 GW verringert. Das entspricht einer Reduktion auf ca. 78 %. Das ist signifikant, aber deutlich geringer im Vergleich zu den Auswirkungen im Zielszenario (Reduktion auf 51 %).

In Abbildung 31 ist die installierte Leistung der Speicher in Deutschland dargestellt.

Abbildung 31: Installierte Leistung der Speicher in Deutschland im VE-Szenario

Die Leistung der Pumpspeicher- und Speicherwasserkraftwerke ist in beiden Szenarien identisch. Im VE-Szenario ist jedoch der Aufwuchs des bidirektionalen Ladens annahmegemäß geringer. Während im Zielszenario bis zum Jahr 2035 eine Leistung von 6,6 GW angenommen wird, sind es im VE-Szenario lediglich 0,9 GW. Um diese Differenz zu kompensieren, ist die Leistung der stationären Batteriesysteme im VE-Szenario mit knapp 2,1 GW für den ganzen Betrachtungszeitraum mehr als doppelt so groß wie im Zielszenario (0,8 GW). So werden die geringeren Kapazitäten der bidirektionalen Speicher zumindest teilweise durch zusätzliche stationären Batteriespeichersysteme substituiert. Für das Stromsystem sind Speichertechnologien wie bidirektionales Laden oder Batterien Substitute, die den gleichen Zweck erfüllen. Im Endeffekt sollte der Markt über die jeweilige Nutzung bzw. den Zubau entscheiden können. Aus volkswirtschaftlicher Sicht sollten die Flexibilisierungsmöglichkeiten des bidirektionalen Ladens soweit möglich genutzt werden. Dadurch würde auf vorhandene Ressourcen zurückgegriffen, die ansonsten durch den Zubau von anderen Speichern oder Erzeugungskapazitäten teurer ersetzt werden müssten.

1.3 Entwicklung des Stromhandelssaldos

In Abbildung 32 ist der Stromhandelssaldo der deutsch-luxemburgischen Gebotszone für die Jahre bis 2035 dargestellt.

Abbildung 32: Stromhandelssaldo für die Gebotszone Deutschland-Luxemburg im VE-Szenario

Im VE-Szenario liegt der Importsaldo im Jahr 2030 bei65,4 TWh und sinkt danach etwas auf 56,2 TWh. Dabei bewegen sich die Importe zum Ende des Betrachtungszeitraums auf dem Niveau des Zielszenarios, während die Exporte ca. 20 bis 30 TWh unterhalb der Werte des Zielszenarios verharren. Ein Grund dafür sind die geringeren Mengen, die von EE-Anlagen erzeugt werden. Aufgrund der geringeren Flexibilität im VE-Szenario sind in Starklastsituationen umfangreichere Importe erforderlich als im Zielszenario.

1.4 Versorgungssicherheitsindikatoren LOLE und EENS mit Sensitivität

In Tabelle 8 sind die VS-Indikatoren für das VE-Szenario dargestellt. Bei der Bestimmung der VS-Indikatoren wird nur auf die marktliche Versorgungssicherheit abgestellt. Etwaige nachgelagerte Reserveinstrumente werden zunächst nicht berücksichtigt.

Der LOLE liegt im Jahr 2030 bei 4,60 h/a und im Jahr 2035 bei 1,77 h/a. Mit 4,60 h/a liegt der LOLE über dem Effizienzschwellenwert von 2,77 h/a und eine **rein marktliche Versorgungsicherheit wäre demnach nicht gewährleistet**. Dass der LOLE bis zum Jahr 2035 wieder auf ein versorgungsicheres Maß sinkt, ist dadurch bedingt, dass ab dem Jahr 2031 im Modell ein deutlicher Zubau von Gaskraftwerken stattfindet und dass sich der Effekt der zweijährigen Verzögerung des Ausbaus der EE-Anlagen sowie der Flexibilisierung der Nachfrage am Ende des Betrachtungszeitraums abschwächt.

Der EENS beläuft sich im Jahr 2030 auf 19,3 GWh/a und im Jahr 2035 auf 12,4 GWh/a. Bezieht man die nicht gedeckte Energiemenge auf die zu deckende Residuallast insgesamt, so wird deutlich, dass im Jahr 2030

0,009 % der Last nicht gedeckt wurden und im Jahr 2035 0,010 %. Das heißt selbst in diesem für die Versorgungssicherheit Strom sehr herausfordernden Szenario, kann nur eine sehr geringe Menge nicht vollständig durch den Markt gedeckt werden.

Bei der Berechnung der marktlichen Versorgungssicherheit werden Reserven gemäß den Vorgaben der ERAA-Methode nicht zur Lastdeckung berücksichtigt. Gemäß § 13 Abs. 1 Satz 1 Nr. 3 EnWG sind die Übertragungsnetzbetreiber nach geltendem nationalen Recht aber berechtigt und verpflichtet, Reserven im System wie Kraftwerke oder Lasten frühzeitig zu aktivieren, um eine Gefahr oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu beseitigen. Aufgrund der sehr geringen Strommengen, die durch den Markt nicht gedeckt werden, ist es plausibel, dass solche Situationen entsprechend adressierbar wären.

LOLE und EENS

	LOLE [h/a]	EENS [GWh/a]
2030	4,60	19,3
2035	1,77	12,4

Tabelle 8: VS-Indikatoren für DELU im VE-Szenario

1.5 Importbeitrag zur Versorgungssicherheit

In Tabelle 9 sind die drei Indikatoren Autarkiegrad sowie absoluter und relativer Importbeitrag für das VE-Szenario dargestellt.

Im Jahr 2030 ist der Autarkiegrad relativ niedrig. Gleichzeitig liegt der absolute Importbeitrag im Jahr 2030 deutlich über dem Importbeitrag im Jahr 2035, so dass in einem Großteil der nicht-autarken Stunden viel Leistung importiert werden muss. Interessanterweise nähert sich der Autarkiegrad zwischen Ziel- und VE-Szenario bis zum Jahr 2035 nahezu an und die importierte Strommenge ist im VE-Szenario sogar geringer. Der Grund ist, dass im VE-Szenario der Kraftwerkspark mit 78,6 GW deutlich größer ist als im Zielszenario mit 65,5 GW. Das bedeutet jedoch nicht, dass im VE-Szenario weniger Import notwendig wäre als im Zielszenario. Im Gegenteil, da der EENS im VE-Szenario größer als im Zielszenario ist, wäre in einzelnen Stunden im VE-Szenario mehr Importleistung notwendig. Jedoch kann der Bedarf aufgrund von beschränkten Grenzkuppelkapazitäten nicht gedeckt werden.

Notwendiger Import

	Autarkiegrad [%]	Abs. Importbeitrag [TWh]	Rel. Importbeitrag [%]
2030	87,3	11,8	1,85
2035	95,1	0,9	0,10

Tabelle 9: Importbeitrag zur Versorgungssicherheit im VE-Szenario

Aus Versorgungssicherheitssicht kommt im VE-Szenario hinzu, dass die Importkapazität im Jahr 2030 um 4,7 GW geringer ist als Zielszenario. Das heißt in Stunden, in denen eine Unterdeckung droht, kann das Aus-

land keinen Beitrag leisten, wenn die Importkapazitäten ausgeschöpft sind. Dieser Umstand wird auch in Abbildung 33 deutlich. Die Auslastung ist in beiden Jahren sehr hoch, sodass hier ein limitierender Faktor für die marktseitige Versorgungssicherheit vorliegt. Im Jahr 2030 ist die Auslastung noch höher als im Jahr 2035, was den höheren LOLE im Jahr 2030 erklärt. Es wird zudem deutlich, dass der Median (rote Linie) in beiden Jahren bei knapp unter 90 % Auslastung liegt. Das heißt, in mehr als der Hälfte der MC-Jahre sind die Importkapazitäten sehr stark ausgeschöpft.

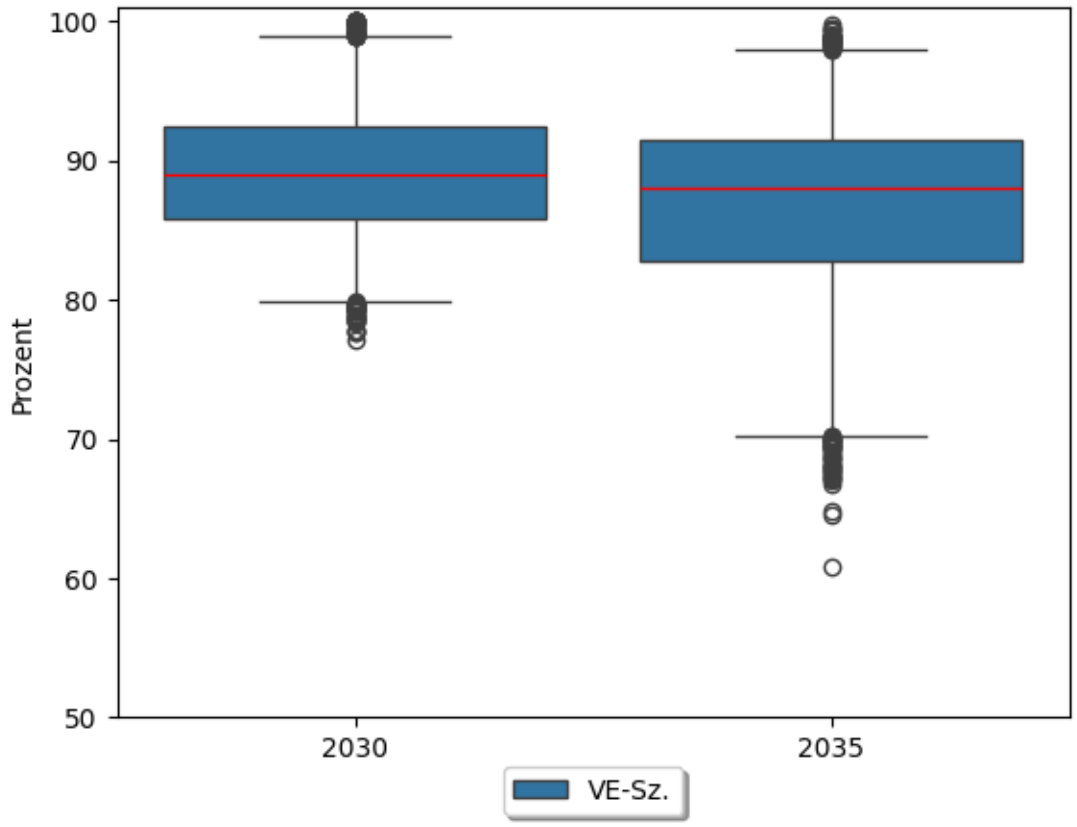


Abbildung 33: Relative Auslastung der Importkapazitäten im VE-Szenario[66]

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die gewählte Ausgestaltung des VE-Szenarios dazu führt, dass starke Wetterschwankungen oder unvorhergesehene Kraftwerksausfälle die Versorgungssicherheit gefährden können. Der Grund ist vor allem die geringere Nachfrageflexibilität im VE-Szenario verglichen zum Zielszenario.

2. Ergebniseinordnung

Die Ergebnisse für das VE-Szenario zeigen, dass die zugrunde gelegten Annahmen zu einer späteren Stilllegung der Kohlekraftwerke führt. Im Jahr 2030 liegt die Kraftwerksleistung bei 59,5 GW (Zielszenario: 56,9 GW).

[66] Die Box umfasst das 25-75%-Perzentil, der rote Strich zeigt den Median an, die Antennen umfassen das 1-99%-Perzentil. Ausreißer sind darüber hinaus dargestellt.

Wie im Zielszenario verändert sich der Bestand der Gaskraftwerksleistung ohne Berücksichtigung der Kraftwerksstrategie fast gar nicht.

Die angenommenen Verzögerungen in diesem Szenario, insbesondere die geringere Flexibilität, können im Jahr 2030 zu Unterdeckungen bzw. Nachfrageüberhängen am Strommarkt führen. Sie können durch den Einsatz von Reserven auf ein versorgungssicheres Niveau gesenkt werden. Das zeigt, dass zum einen die Ergebnisse des Zielszenarios bzgl. der Nachfrageflexibilitäten bestätigt werden. Zum anderen wird deutlich, dass durch die bestehenden Reserven auch im Falle von auftretenden marktlichen Unterdeckungen Handlungsinstrumente bestünden, um die Versorgungssicherheit sicherzustellen, wie die Sensitivitätsrechnung für das VE-Szenario zeigt. Ein Einsatz zur Lastdeckung wäre ein absoluter Ausnahmefall.

In Abbildung 34 ist der relative Erzeugungsanteil an der Strombedarfsdeckung in Deutschland für das VE-Szenario dargestellt.

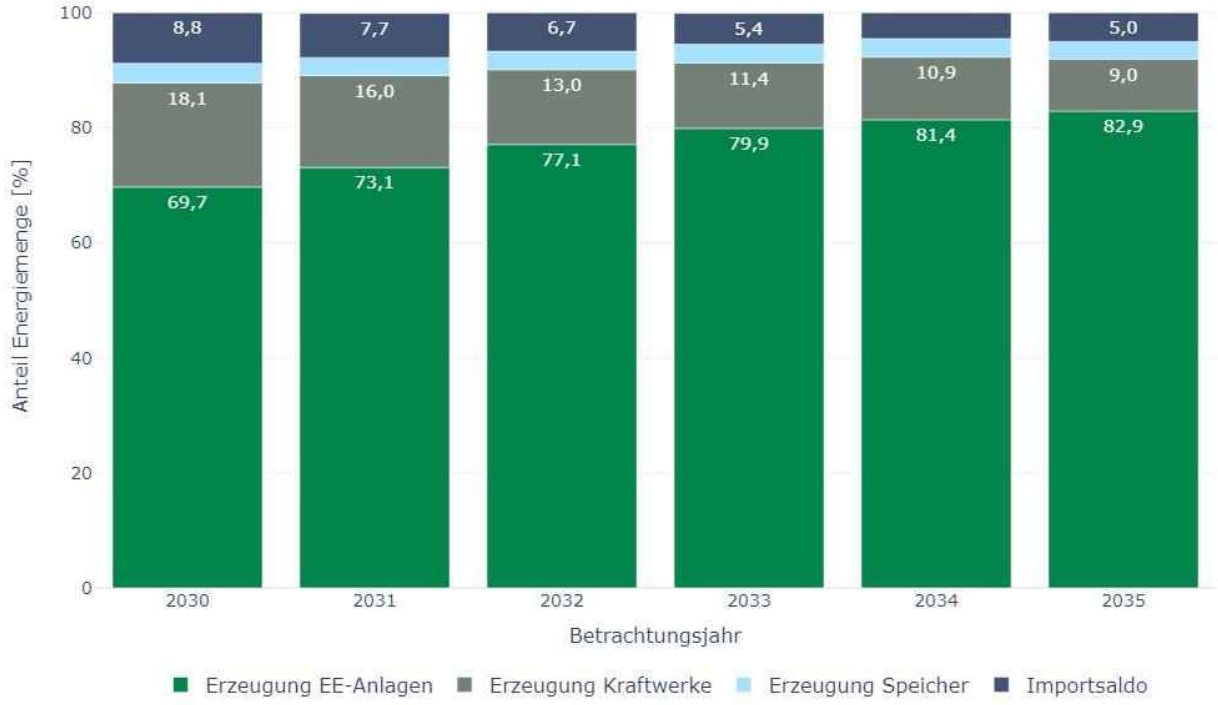


Abbildung 34: Relative Anteile der Stromerzeugung[67] in Deutschland im VE-Szenario

Der Anteil der Energiemengen aus EE-Anlagen, hier wieder inklusive von Biomasse- und Wasserkraftwerken, nimmt zu. Da aber der Ausbau von PV- und Windanalgen verzögert angenommen wird, erreicht der EE-Anteil an der Stromerzeugung im Jahr 2030 nur knapp 70 %. Neben einem höheren Anteil von Importen liegt vor allem auch der Anteil der Erzeugung aus Kraftwerken höher als im Zielszenario. Es gibt also nicht nur mehr Kraftwerke im VE-Szenario, sie werden auch häufiger eingesetzt. Grundsätzlich bleibt aber die Entwicklung, dass Kraftwerke häufiger in Spitzenlastzeiten eingesetzt werden, damit bestehen.

[67] Ohne Überschussstrom, d.h. der im Modell ungenutzte Strom wurde von der Erzeugung der EE-Anlagen in Abbildung 34 abgezogen.

F Ausblick

Die sichere Versorgung mit Elektrizität im Zeitraum 2030 bis 2035 kann gewährleistet werden, wenn die dafür notwendigen Voraussetzungen erfüllt werden. Dazu müssen die notwendigen erzeugungs- und netzseitigen Entwicklungen erfüllt werden. Voraussetzung für die sichere Versorgung mit Elektrizität sind insbesondere die Erschließung von Nachfrageflexibilitäten, der entsprechende Ausbau von Kraftwerkskapazitäten und die Erreichung der Ausbauziele bei den EE-Anlagen und den Netzen. Zahlreiche zugrunde gelegte Annahmen hängen von politischen und regulatorischen Entscheidungen sowie der gesellschaftlichen Akzeptanz ab.

Ob die unterstellten und berechneten Zubauten von Kraftwerken, Flexibilitäten oder EE-Anlagen in den kommenden Jahren tatsächlich so realisiert werden, wie im Modell ausgewiesen, muss daher kontinuierlich beobachtet und evaluiert werden. Für eine robustere Bewertungsgrundlage wurde bereits für diesen Bericht neben dem vorgegebenen Zielszenario zusätzlich ein weiteres Szenario mit realitätsnäheren Annahmen berechnet, indem verschiedene Entwicklungen des Zielszenarios verzögert wurden. So kann sichtbar gemacht werden, wie sich Verzögerungen auf dem Weg zum Zielsystem auf den Kraftwerkspark und somit die Versorgungssicherheit auswirken können.

Die Bundesnetzagentur wird im zweijährigen Rhythmus des Monitorings der Versorgungssicherheit die Annahmen, die den Untersuchungen zu Grunde liegen, stetig aktualisieren und den Umfang an Szenarien und Sensitivitäten weiter ausbauen. Insbesondere geschieht dies auch, um Änderungen im Markdesign abzubilden und in den zukünftigen Berechnungen zu berücksichtigen. Für die nächste Untersuchung werden zudem die Berechnungsmodelle weiterentwickelt. So sollen die Kraftwerksgruppen für die Investitionsrechnungen anhand ihrer Wirkungsgradklassen weiter ausdifferenziert werden. Dadurch könnten die Aussagen zum zukünftigen Kraftwerkspark detaillierter gefasst werden. Zudem wird evaluiert, inwieweit die Nutzung mehrerer Wetterjahre in den Investitionsrechnungen ein robusteres Ergebnis liefern kann. Außerdem sollen die Pumpspeicher- und Speicherwasserkraftwerke in mehrere Kraftwerksgruppen abgebildet werden, um so Realität und Modellberechnungen weiter aneinander anzunähern. Daneben wird sich detailliert mit der Frage beschäftigt, inwieweit Wetterjahre für die Berechnungen herangezogen werden, die den Klimawandel besser abbilden können.